

- a) De concreciones fosilíferas
- b) Limolitas compactas
- c) Areniscas blancas
- d) Limolita sin estratificación
- e) Arenisca con laminaciones

La Formación está constituida principalmente de areniscas de grano medio a grueso y en menor proporción de grano fino, pero a consecuencia de que localmente presenta depósitos de barra de desembocadura de canal y depósitos por rotura de canales distributarios, el espesor de ésta es muy variable. Las interestratificaciones de areniscas y lutitas de un metro o más de espesor son comunes en la base, hacia la cima se presentan estratos muy gruesos de areniscas con escasas interestratificaciones de lutitas. En algunos casos, los estratos de lutitas están ausentes y son detectados 20 metros o más de areniscas limpias (C.F.E., 1987).

S



Foto No. 9 Afloramiento de la Formación San Miguel en contacto con la Upson (Km 8 de la carretera estatal Piedras Negras - Acuña)

La parte inferior de la Formación es una secuencia de estratos delgados y de grano fino que varía hacia la cima a estratos potentes y de grano grueso. Esta secuencia es típica de cuerpos de arena regresivos o progradantes. La parte superior de la Formación San Miguel es de carácter variable, pero comúnmente las estratificaciones de lutitas, interrumpen las capas de areniscas y los paquetes de areniscas de 1 a 3 metros de espesor tienden a presentar sedimentos de grano fino hacia la parte superior, estas secuencias coronadas por detritos finos son formadas por la depositación en canales distributarios. Los fucoides o barrenaciones, incluyendo *Ophiomorfa sp*, ocurren en la parte inferior de la Formación. En algunos núcleos, se encuentran también placeres de 20 cm de espesor de conchas y guijarros de areniscas. Estos representan depósitos transgresivos marinos que son formados cuando la depositación deltáica activa, ha cambiado temporalmente a una área diferente (C.F.E., 1987).

Las areniscas que no han sido bioturbadas tienen una composición general: 30 a 40% de cuarzo, 25 a 30% de feldespatos y 30 a 35% de fragmentos de rocas volcánicas y clastos de arcilla. La mayoría de las areniscas tienen porosidad secundaria de 15 a 25% que fue producida por la disolución del cementante (CaCO_3) y algunos feldespatos por las aguas ácidas del subsuelo, por lo que éstas areniscas están débilmente cementadas por kaolinita autógena. Los clastos de arcilla en algunas areniscas también han sido cloritizados mostrándose de color verde y semejando glauconita (C.F.E., 1987). Los espesores de esta Formación varían de 3 a 30 metros, pero generalmente el espesor promedio más común es de 8 a 15 metros. Aunque en la región El Cedral, se han encontrado alrededor de 277 metros según López Ramos (1980).

Edad y Correlación. Dumble (1892) le asignó la misma edad definida para la parte inferior del grupo Taylor (Campaniano Sup.). Aunque correlaciona esta Formación con las capas glauconíticas del Grupo Navarro, porque encontró *Exogira ponderosa* y *Exogira costata* (Maestrichtiano Inf.). Esta Formación es correlacionable en edad con el Grupo Difunta de la Cuenca de Parras y la Popa, equivalente al Grupo Taylor que aflora en Texas y a la parte inferior de la Formación Méndez Que aflora en la Cuenca Tampico – Misantla (C.F.E., 1987).

Sobre esta Formación se centrarán los estudios en la subcuenca Fuentes Río Escondido, de acuerdo a los datos obtenidos de registros geofísicos de pozos proporcionados por PEMEX y C.F.E. para poder conocer el potencial petrolero de esta región y determinar si es posible llevar a cabo la explotación del yacimiento.

Formación Olmos (Ks) Maestrichtiano Inferior.

Definición. Según Verdugo D.F. y Ariciaga M.C. (1985), Las capas de la Formación Olmos fueron llamadas “Series del Carbón” por E. T. Dumble (1892), quien extendió el término “División Eagle Pass”. Definió a las capas de la Formación Olmos, en la estación Olmos y en el arroyo del mismo nombre, que es su localidad tipo.

Distribución. En el área de estudio aflora en la ciudad de Piedras Negras y hacia el sureste de la misma (la cual adquiere su nombre debido al carbón).

Relaciones Estratigráficas. La Formación Olmos suprayace concordantemente a la Formación San Miguel é infrayace discordantemente a la Formación Escondido, en donde la base de la Formación Olmos se sitúa en la cima de la arenisca inmediatamente debajo del manto inferior de carbón (Foto No. 10).

SE

NW



Foto No. 10 Mantos de carbón en la base de la Formación Olmos que aflora en el Tajo No. 2 de MICARE

Litología y Espesor. La Formación Olmos ésta compuesta de lutitas gris oscuras comúnmente carbonáceas, con interestratificación de estratos de areniscas de 1 a 5 metros de espesor y estratos locales de carbón que varían en espesor desde pequeños lentes hasta alrededor de 2 metros y que son explotados comercialmente ya sea por minado subterráneo o a cielo abierto (Foto No. 11). La parte inferior de la Formación ésta compuesta por depósitos de planicie deltáica, pantanos, marismas, pantanos - manglares, depósitos de bahías, delgadas acumulaciones de sedimentos distributarios y canales fluviales. La parte superior presenta predominantemente depósitos de planicie aluvial constituidos por areniscas fluviales, lutitas de sobrebanco y de pantanos fluviales (Foto No. 12). La arenisca es similar en composición a la de la Formación San Miguel, excepto por los clastos de carbón y restos de plantas que son más abundantes en las areniscas de la Formación Olmos (C.F.E., 1987).

Los estratos de lutitas contienen abundantes fragmentos diminutos de plantas, impresiones locales de raíces de plantas y a causa de una moderada bioturbación son también moderadamente fisibles.

E



Foto No. 11 Explotación del carbón en la Formación Olmos en el Tajo No. 1 de MICARE

SW

NE



Foto No. 12 Afloramiento de la Formación Olmos en su parte superior en donde se observan paquetes de areniscas fluviales sobre lutitas grises. Se localiza en la entrada principal de la Cd de Piedras Negras, Coahuila.

Las areniscas de canal comúnmente disminuyen hacia arriba en el tamaño del grano y en el espesor de los estratos, la mayoría de ellas presentan capas conglomeráticas basales de unos pocos centímetros de espesor. Las lutitas y clastos carbonosos pasan hacia la cima en laminaciones cruzadas o paralelas a laminaciones cruzadas de rizaduras por corrientes. Los fucoides son escasos pero se presentan en unos pocos estratos. El total de la Formación tiene un espesor de 65 a 100 metros aproximadamente. Los barrenos exploratorios perforados por la C.F.E. reportan un espesor medio de 150 a 180 metros (C.F.E., 1987).

Edad y Correlación. Los fósiles encontrados en esta Formación, tales como cefalópodos (*Sphenodiscus sp.*) y pelecípodos, como los restos de *Exogira costata* y gasterópodos, nos indican que corresponde a principios del Maestrichtiano. Es equivalente a la parte inferior del Grupo Navarro y a la parte superior de la Formación Méndez que aflora en la cuenca sedimentaria Tampico – Misantla (Velázquez E., 1992).

Formación Escondido (Ks) Maestrichtiano Superior.

Definición. Fue nombrada por E. T. Dumble en 1892. La localidad tipo se encuentra cerca de la desembocadura del Río Escondido con el Río Bravo aproximadamente a 4 Km al sur de Piedras Negras (C.F.E., 1987).

Distribución. Afloran principalmente al norte y oriente de la región carbonífera, se encuentra en la localidad Los Piloncillos y a lo largo del camino Nueva Rosita Esperanzas, Aproximadamente 1 Km, de la plaza de Las Esperanzas. En el área de estudio aflora a lo largo del Río Bravo y en el arroyo Castaño que se localiza en la carretera Piedras Negras – Nuevo Laredo a escasos 6 Km de la localidad de Guerrero (Foto No 13).



Foto No 13 Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se presenta una intercalación de lutitas y areniscas con un echado de 03° , buzamiento NW-SE 25°

Relaciones Estratigráficas. La Formación Escondido se encuentra suprayaciendo discordantemente a la Formación Olmos y subyace discordantemente al Conglomerado Sabinas – Reynosa.

Litología y Espesor. La Formación Escondido esta constituida en su base de lutita fosilífera, lodolitas y limolitas. En la mitad inferior tiene numerosos mantos de areniscas. El miembro superior está hecho de lutita glauconítica y caliza impura (mudstone). Muestra de cuatro a siete miembros distintos, pudiendo alcanzar un espesor total de 300 metros. El grueso de la Formación está conformado por depósitos de plataforma interdeltáicos y marinos caracterizados por huellas de oleajes y horadaciones de gusanos (Foto No 14) (C.F.E., 1987).

NW

SE



Foto No. 14 Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se observan huellas de oleaje y horadaciones de gusanos en una arenisca de grano grueso

Edad y Correlación. En base a su posición estratigráfica se le asignó una edad del final del Maestrichtiano. Esta Formación es equivalente a la parte superior del Grupo Navarro, que aflora en el Estado de Texas (López Ramos E., 1980).

Conglomerado Sabinas – Reynosa (Mioceno-Plioceno).

Definición. Según Humprey (1956), esta unidad fue definida en la región carbonífera de Sabinas para depósitos del tipo de conglomerados.

Distribución. Dentro de la Cuenca de Sabinas aflora a lo largo del río del mismo nombre, en los Piloncillos y en las partes bajas de los flancos de los anticlinales. En el área de estudio, aflora aproximadamente a 4 Km al oeste de la localidad de Guerrero (Foto No 15).

S



Foto No. 15 Afloramiento del conglomerado Sabinas - Reynosa, el cual se localiza a $28^{\circ} 17' 57''$ de latitud Norte y $100^{\circ} 22' 91''$ de longitud Oeste

Relaciones Estratigráficas. El conglomerado Sabinas - Reynosa se encuentra suprayaciendo discordantemente a las rocas cretáceas que existen en la región y en este caso a la Formación Escondido. Así mismo se encuentra infrayaciendo al aluvión.

Litología y Espesor. La Formación ésta constituida por fragmentos de calizas de diversos tamaños cementados por carbonato de calcio (CaCO_3). El espesor promedio oscila aproximadamente en los 30 metros. El origen de ésta Formación conglomerática, se formó como producto de la acción erosiva de los diferentes agentes sobre las partes altas de las estructuras. Los detritos resultantes de esa erosión fueron arrastrados hasta las depresiones o cuencas donde posteriormente fueron cementadas (C.F.E., 1987). El conglomerado Sabinas - Reynosa presenta intercalaciones de arena fina con gravas en estratificación cruzada. Presenta además, capas de limos y caliche en estratos de diferentes tamaños (Foto No. 16).

S

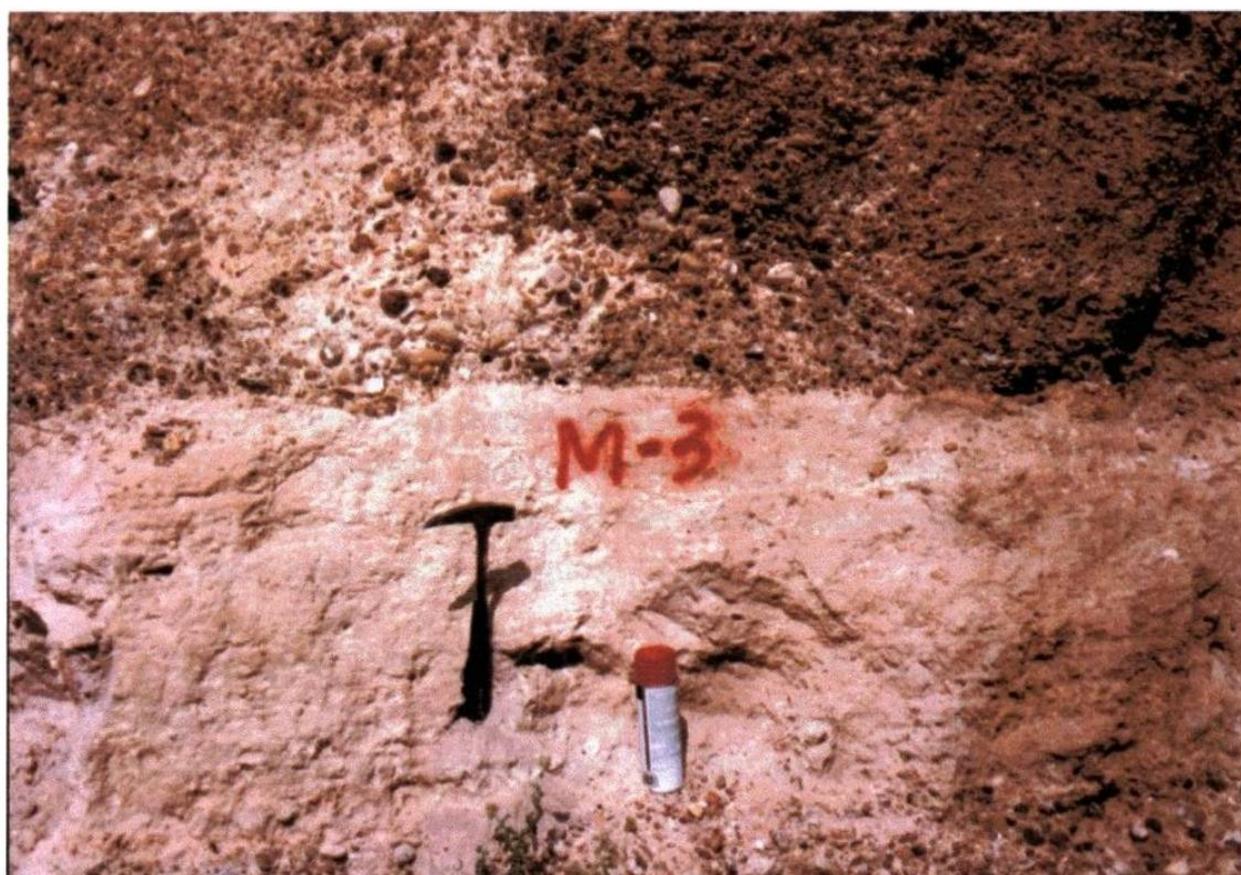


Foto No. 16 Afloramiento del conglomerado Sabinas – Reynosa. El contacto muestra arenas finas con gravas cementadas por CaCO_3

Edad y Correlación. Al conglomerado, en su base de posición estratigráfica se le asigna una edad de Mioceno – Plioceno. Esta Formación es equivalente a la Formación Ahuichila que aflora en los Estados de Zacatecas, San Luis Potosí y parte sur de Coahuila (López Ramos, 1980).

3. HISTORIA DEPOSITACIONAL EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO

Jurásico: En el noreste de México, la sedimentación debió comenzar a partir del Calloviano, en ese período de tiempo se conformaron los elementos paleogeográficos que determinan la morfología y sedimentación existente en el área. Estos son la Península de Tamaulipas, la Isla de Coahuila, la Isla de la Mula y el Golfo de Sabinas (Fig. 3.1).

- a) Península de Tamaulipas.- Forma la costa norte. Es una unidad de gran tamaño, constituida por gneises y granitos deformados de edad paleozoica o más antiguos.
- b) La Isla de Coahuila.- Forma la costa sur y esta constituida por los mismos materiales descritos anteriormente, conociéndose también en algunas localidades sedimentos carboníferos y pérmicos poco deformados (área de Delicias).
- c) La Isla de la Mula.- Pequeña unidad que se extiende de norte a sur semicerrando la comunicación hacia mar abierto en dirección SE.
- d) El Golfo de Sabinas.- La deformación originada durante la Orogenia Laramide en el Golfo de Sabinas, está provocada por los esfuerzos compresionales derivados de una convergencia de las áreas geoanticlinales formadas por los elementos paleogeográficos antiguos.

Durante el Jurásico Medio y Superior la sedimentación se ajustó a estos elementos. Así, en el Oxfordiano tenemos en los bajos de las mesas elevadas una sedimentación clástica procedente de las mismas (Formación La Gloria). Continuando hacia la línea de costa con un complejo de barras oolíticas (Grupo Zuloaga en parte) y evaporitas en la plataforma (Formación Olvido). En el Kimmerigiano y Tithoniano, esta disposición prosiguió sin grandes variaciones, depositándose terrígenos en los bordes (Grupo La Casita) y sedimentos finos en arenas hacia el E-SE en dirección a mar abierto (Formación La Caja y Formación Pimienta) (Flores Galicia E., 1984).

Cretácico: Durante todo el Cretácico Inferior siguen activos los mismos elementos paleogeográficos descritos y por lo tanto el desarrollo de la sedimentación es muy similar a la del Jurásico.

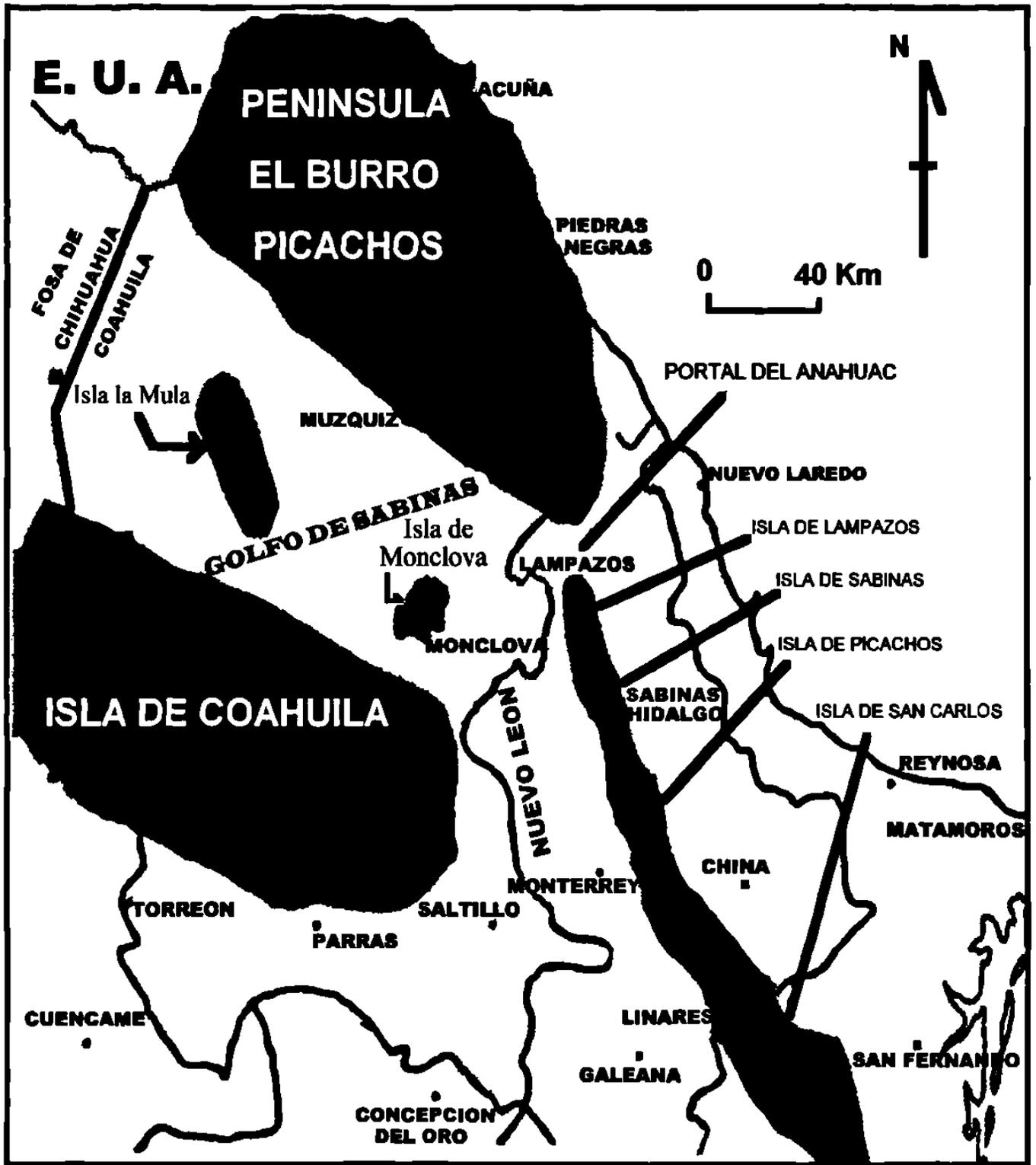


Fig. 3.1 Elementos paleogeográficos durante el Jurásico en el noreste de México (Modificado de Rodríguez M.J.M., 1982)

Consecuentemente en el borde norte de la Isla de Coahuila se siguen depositando sedimentos arcósicos continentales procedentes de ella (Formación San Marcos), mientras que en el sur de la Isla de Tamaulipas se depositaron materiales litológicamente relativamente similares (Formación Hosston). El borde este y sur del Golfo fue cerrado por el desarrollo de un potente arrecife (Complejo arrecifal Cupido), formado básicamente por ostreidos y rudistas. Esta barrera creó por detrás de ella y dentro del Golfo de Sabinas, una sedimentación compuesta por materiales de playa litológicamente muy variados. Consecuencia de esto es la variedad de Formaciones generalmente poco potentes y con extensión reducida (Formaciones Menchaca, Barril Viejo, Padilla, La Mula y La Virgen) (Modificado de Flores Galicia E., 1984).

Por delante del arrecife y hacia mar abierto se encuentran sedimentos finos de cuenca (Formación Tamaulipas Inferior y Taraises). Este desarrollo arrecifal y sus facies asociadas finalizaron en el Aptiano Inferior. El relleno del Golfo de Sabinas debió de estar completo hacia esta época y así desde el Aptiano Superior al Cenomaniano Inferior, durante la máxima transgresión, se depositan Formaciones calcáreas que son las más extensas de toda la paleogeografía cretácea (Formación La Peña, Aurora y Kiamichi). Encontrándose en esta última, desarrollos arrecifales limitados (Formación Caliza Monclova). A partir del Turoniano se inicia una regresión generalizada con dirección Oeste a Este y que abarca al menos la mitad norte del Geosinclinal Mexicano. Sus comienzos son poco marcados notándose únicamente un aumento en el contenido de detritos finos en las Formaciones calcáreas del Turoniano, Conaciano y Santoniano (Formación Eagle Ford y Formación Austin) (Modificado de Flores Galicia E., 1984).

La regresión se generaliza con el tiempo aumentando el contenido de detritos finos, los cuales pueden interpretarse como los depósitos más distales hacia la cuenca del avance de un delta progradante (Formación Upson). Al final del Campaniano, el contenido en detritos pasa a ser dominante y las Formaciones a ser fuertemente diacrónicas, extendiéndose sobre toda el área una secuencia de arenisca continua, interpretable como los depósitos de la parte frontal del complejo deltáico (Formación San Miguel) (Flores Galicia E., 1984).

Sobre este cuerpo de arenisca se depositó directamente un paquete con espesor de 65 a 100 metros y que contiene a los mantos de carbón, sus ambientes de depósito y su facie típica de llanura de un delta tipo dominante de ola (base de la Formación Olmos).

Los lóbulos de este complejo deltáico no se distribuyen de un modo continuo. Aquí se puede afirmar que el gran número de ellos reconocido tienen una orientación NW - SE y dimensiones laterales reducidas y están ligados a depósitos de strandplain. Esto es muy importante ya que la morfología y dimensiones de los lóbulos controlan íntimamente a los espesores de carbón. Así sobre ellos, en su parte inferior inmediata y por detrás de las arenas del techo de la Formación San Miguel, se encuentran los mantos más homogéneos y potentes con promedio de uno a dos metros. Normalmente aparece uno de ellos por lóbulo. Por el contrario, en las áreas de interlóbulos el desarrollo de la vegetación fue muy discontinuo provocado por las frecuentes invasiones marinas. Así, aunque los mantos de carbón son numerosos verticalmente, rara vez alcanzan espesores superiores al metro (Modificado de Flores Galicia E., 1984).

Paleogeográficamente dentro del campo carbonífero de Coahuila y a nivel de los lóbulos deltáicos, se pueden establecer de Oeste a Este a “grosso modo” tres grandes áreas:

- a) En el Oeste los lóbulos están poco desarrollados y tienen además un gran predominio de facies continentales sobre las mismas.
- b) En la parte central los lóbulos se encuentran bien desarrollados existiendo un equilibrio entre las condiciones marinas y continentales. Esta área es la que contiene casi el total de reservas de carbón.
- c) Hacia el Este la fuerte subsidencia provocó que el mar irrumpiese repetidamente sobre la plataforma superior de los lóbulos reduciendo grandemente su potencial hullero. Por encima del citado paquete, el resto de la Formación Olmos es continental, presentando facies fluviales.

La sedimentación mesozoica finaliza en el Maestrichtiano Superior con una nueva transgresión marina procedente del E - SE. Sus depósitos de poca profundidad con barras de playa y pequeños arrecifes (Formación Escondido) descansan sobre los depósitos continentales de la Formación Olmos en una marcada discordancia regional indicando basculamientos generalizados precursores de la Orogenia Laramíde (Velázquez E., 1990).

En la era Terciaria y posteriormente al plegamiento, en el centro de las áreas del bolsón se establecieron ambientes lacustres no tan desarrollados como en otras partes. Sus depósitos consisten en arcillas, yesos y travertino. Al final del Mesozoico, los movimientos epirogénicos han sido más notorios indicando el comienzo de la revolución Laramídica que pliega toda la secuencia estratigráfica del Cretácico, dando geofoma característica de acuerdo a los elementos que se depositaron (Velázquez E., 1990).

La Orogenia Laramídica virtualmente llegó a su fin por el Oligoceno (Blyth F.G.H. and de Freitas M.H., 1989), donde los agentes erosivos actuaron sobre los sedimentos de las partes altas plegadas, dando origen a la acumulación de detritus en las principales cuencas. Actualmente estas acumulaciones son conocidas con el nombre de Formación Midway y la Formación Conglomerado Sabinas - Reynosa, que constituyen la última depositación litoestratigráfica en la cuenca.

4. GEOLOGIA DEL PETROLEO

Es importante conocer lo que es la geología del petróleo antes de entrar de lleno a lo que es el estudio de las manifestaciones de hidrocarburos en ambientes deltáicos de la subcuenca de Fuentes Río Escondido. En el transcurso del tema describiremos también los pasos más importantes para explotar un campo petrolero desde sus inicios para obtener los resultados deseados.

Durante mucho tiempo, los químicos y los geólogos se han preguntado sobre el origen de este aceite mineral. Se llegó a pensar en una acción de los volcanes, pero las sustancias que derivan de la clorofila, pigmento vegetal, fueron puestas de manifiesto en el mismo petróleo. En nuestros días, se estima que su origen radica en los mares donde flotaba un plancton abundante formado por algas y animales microscópicos cuyos cadáveres se acumulaban sin cesar en los fondos arcillosos, y a los que se agregaban los restos de medusas, de peces y de otros habitantes del océano (Fig. 4.1). Los microbios de las fermentaciones que actúan en ese medio pobre de oxígeno transforman esas materias orgánicas (procedentes de seres organizados, vegetales y animales) en una especie de caldo y luego en una mezcla líquida, el petróleo, que impregna poco a poco el cieno arcilloso (Rudel A., 1979).

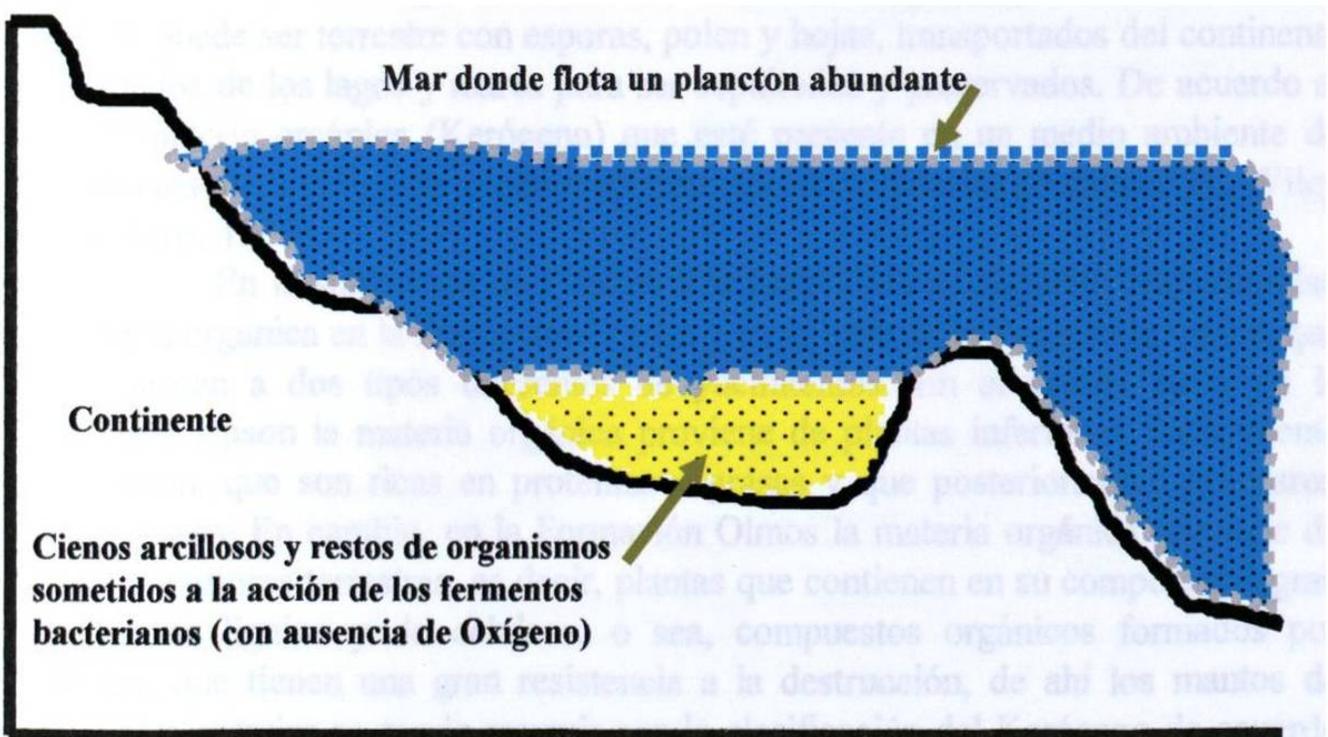


Fig. 4.1 Sección esquematizada del origen del petróleo (Rudel A., 1979)

La sedimentación marina ha variado durante las épocas geológicas, a los cienos impregnados de petróleo sucederán otros depósitos: calizas, arenas, margas, etc. Más tarde, las capas se plegarán y el petróleo terminará por abandonar la roca madre donde se había originado en beneficio de las rocas porosas vecinas, convirtiéndose en rocas almacén, o en reservorio, que los sondeos tratan de alcanzar (Rudel A., 1979).

PARAMETROS PARA LA FORMACION DE HIDROCARBUROS

Existen una serie de procesos por los cuales se tiene que pasar para poder finalmente convertirse el hidrocarburo en tal elemento en la naturaleza. A continuación se describen los parámetros importantes para la formación de hidrocarburos.

- a) Tipo de materia orgánica
- b) Presión y temperatura
- c) Soterramiento de la cuenca
- d) Tiempo geológico

a) TIPO DE MATERIA ORGANICA:

La materia orgánica puede ser marina o sapropélica (fitoplancton y nanoplancton), que son algas marinas ricas en proteínas, grasas y aceites. La materia orgánica puede ser terrestre con esporas, polen y hojas, transportados del continente a los fondos de los lagos y mares para ser sepultados y preservados. De acuerdo al tipo de materia orgánica (Kerógeno) que esté presente en un medio ambiente de depósito resultará el tipo de yacimiento generado en su interior (Beckman H., Wiley J. And Sons, 1976).

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se depositó gran cantidad de materia orgánica en la Formación Upson y en la base de la Formación Olmos que dieron origen a dos tipos diferentes de yacimientos. En el primer caso, en la Formación Upson la materia orgánica proviene de plantas inferiores, básicamente fitoplanctón, que son ricas en proteínas y grasas y que posteriormente generaron hidrocarburos. En cambio, en la Formación Olmos la materia orgánica proviene de plantas superiores terrestres, es decir, plantas que contienen en su composición gran cantidad de lignina y de celulosa, o sea, compuestos orgánicos formados por azúcares, que tienen una gran resistencia a la destrucción, de ahí los mantos de carbón. Lo anterior se puede resumir con la clasificación del Kerógeno de acuerdo al diagrama de Van Krevelen (Fig. 4.2) apoyado también con el diagrama de características ópticas y químicas de los tipos del Kerógeno (Fig. 4.3).

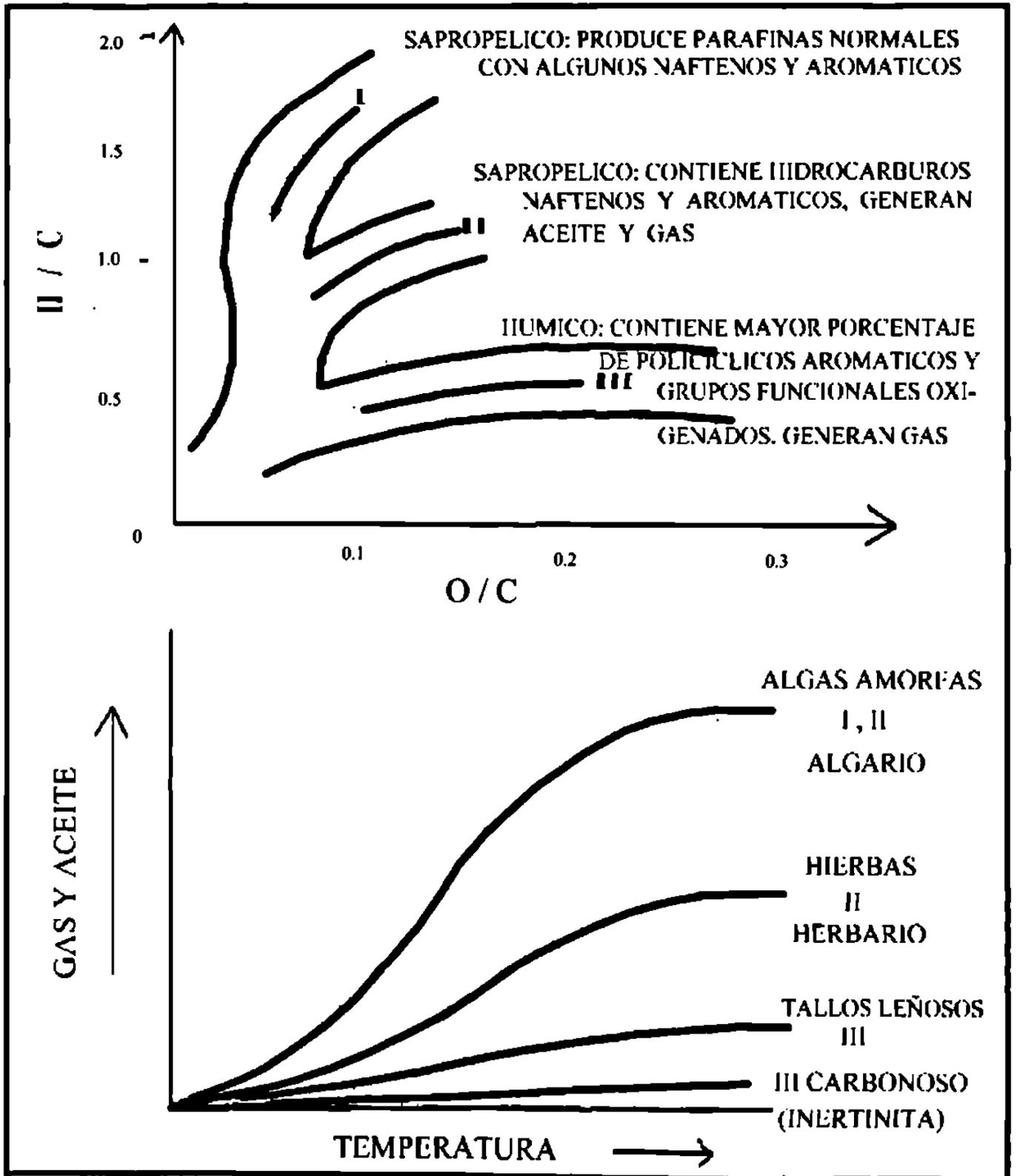


Fig. 4.2 Diagrama de Van Krevelen en la clasificación del kerógeno (Modificado de Bjorlykke K., 1984)

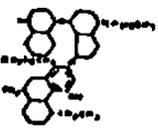
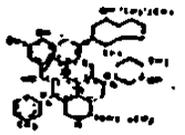
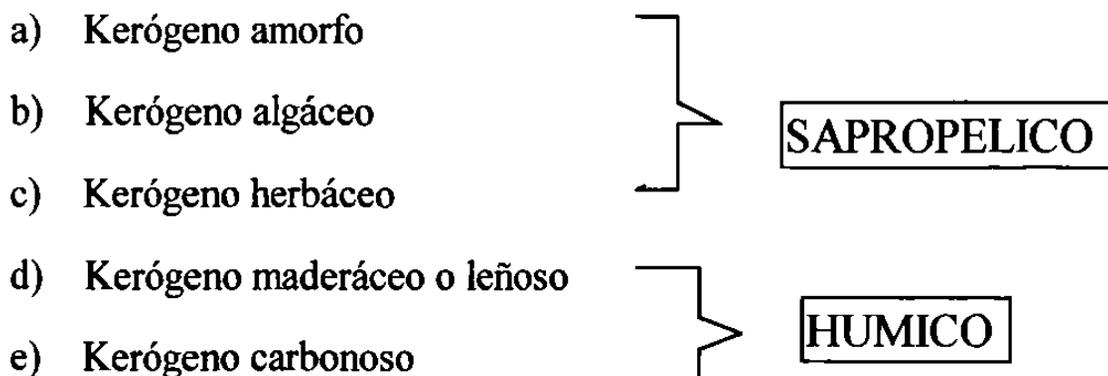
TIPO OPTICO	ALIGADO - AMORFO AMORFOGENO	HERBACEO PIROGENO	LEÑOSO HILOGENO	CARBONOSO MELANOGENO
ORIGEN	MARINO/LACUSTRE	CONTINENTAL		MARINO Y/O CONTINENTAL OXIDADO O RETRAJADO
GRUPOS Y MACERALES DEL CARBON	EXINITA ALGINITA (LIPITINITA) ESPORINITA CUTINITA RESINITA		VITRINITA TELENITA GULLINITA	INERTINITA FUSINITA MURINITA EMLEBONINITA
TIPO QUIMICO	I	II	III	
ESTRUCTURA				
COMPOSICION (% EN PESO) ELEMENTAL - PROMEDIO				
C	83	82	83	89
H	11	8	5	3.5
O	6	10	12	7.5
RELACION ATOMICA H/C	1.6	1.2	0.72	0.47
RELACION ATOMICA O/C	0.054	0.09	0.168	0.063
MERCADORS BILOGICOS o ALCANOS (IMPARDAD)				
C ₁₅ - C ₂₁	IMPAR		NINGUNA	
C ₂₇ - C ₃₃	NINGUNA O PAR		IMPAR	
R. PRISTANO/FFRANO	< 1		< 3	
R. PRISTANO/C ₁₇	BAJA		ALTA	
C. DE TEMPERNDRES	BAJO		ALTO	
CONTENIDO DE ACIDOS GRASOS				
C ₁₂ - C ₁₈	ALTO		BAJO	
C ₂₄ - C ₃₀	BAJO		ALTO	
CONTENIDO DE HIDROCARBUROS				
ALCANOS	ABUNDANTES CA- DENAS LARGAS	ABUNDANTES CADENAS CORTAS	ENCASOS	
CICLOALCANOS	ABUNDANTES	INTERMEDIOS	ENCASOS	
AROMATICOS	ENCASOS	ABUNDANTES	ABUNDANTES POLIAROMATICOS	
ENERGIA DE ACTIVACION	70 Kcal/mol	50 Kcal/mol	VALORES DISPERSOS	
POTENCIAL GENETICO	0.895	0.695	0.313	
TIPO Y ABUNDANCIA DE LOS HIDROCARBUROS				
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS			INTERMEDIA	
C ₁	ALTA		BAJA	
C ₁ - C ₁₄	ALTA		BAJA	
C ₁₅	ALTA		BAJA	

Fig. 4.3 Diagrama de características ópticas y químicas de los tipos de kerógeno (Rodríguez M.J.M., 1985)

KEROGENO: Es la materia orgánica insoluble, que desde el punto de vista geoquímico, es el que proviene de la condensación e insolubilización de ácidos fúlvicos y húmicos geopolímeros, que provienen de la transformación, polimerización y condensación de monómeros, como azúcares y aminoácidos, producto de la degradación enzimática y microbiológica de biopolímeros, como polisacáridos y proteínas de la materia orgánica depositados en las cuencas sedimentarias. Por lo tanto, el Kerógeno se forma únicamente en la etapa catagénica (Rueda G.J., 1985).

Al Kerógeno también se le subdivide en dos clases que son sapropélico y húmico. El término sapropélico se refiere a la descomposición y polimerización de productos orgánicos como lípidos, esporas, algas planctónicas, depositados en ambientes marinos o lacustres en condiciones de oxígeno restringido. La materia orgánica sapropélica genera principalmente aceite y tiene una relación hidrógeno / carbono (H/C) en el rango de 1.3 a 1.7 (IMP, 1988).

La materia húmica se refiere a los materiales formados por plantas terrestres y depositados en un medio oxidante, que tiene una relación (H/C) alrededor de 0.9 y genera principalmente gas. Esta materia orgánica está compuesta principalmente de lignita y celulosa.



BITUMEN: Es una sustancia compuesta principalmente de carbono e hidrógeno, el cual es altamente soluble en solventes orgánicos tales como el cloroformo, benceno y éter (Fig. 4.4). El bitumen puede ser removido de una roca sedimentaria por extracción con un solvente adecuado. Las cantidades de bitumen y su composición química son una medida de la fuente de hidrocarburos y del grado de madurez térmica que haya logrado la roca debido a su soterramiento (IMP, 1988).

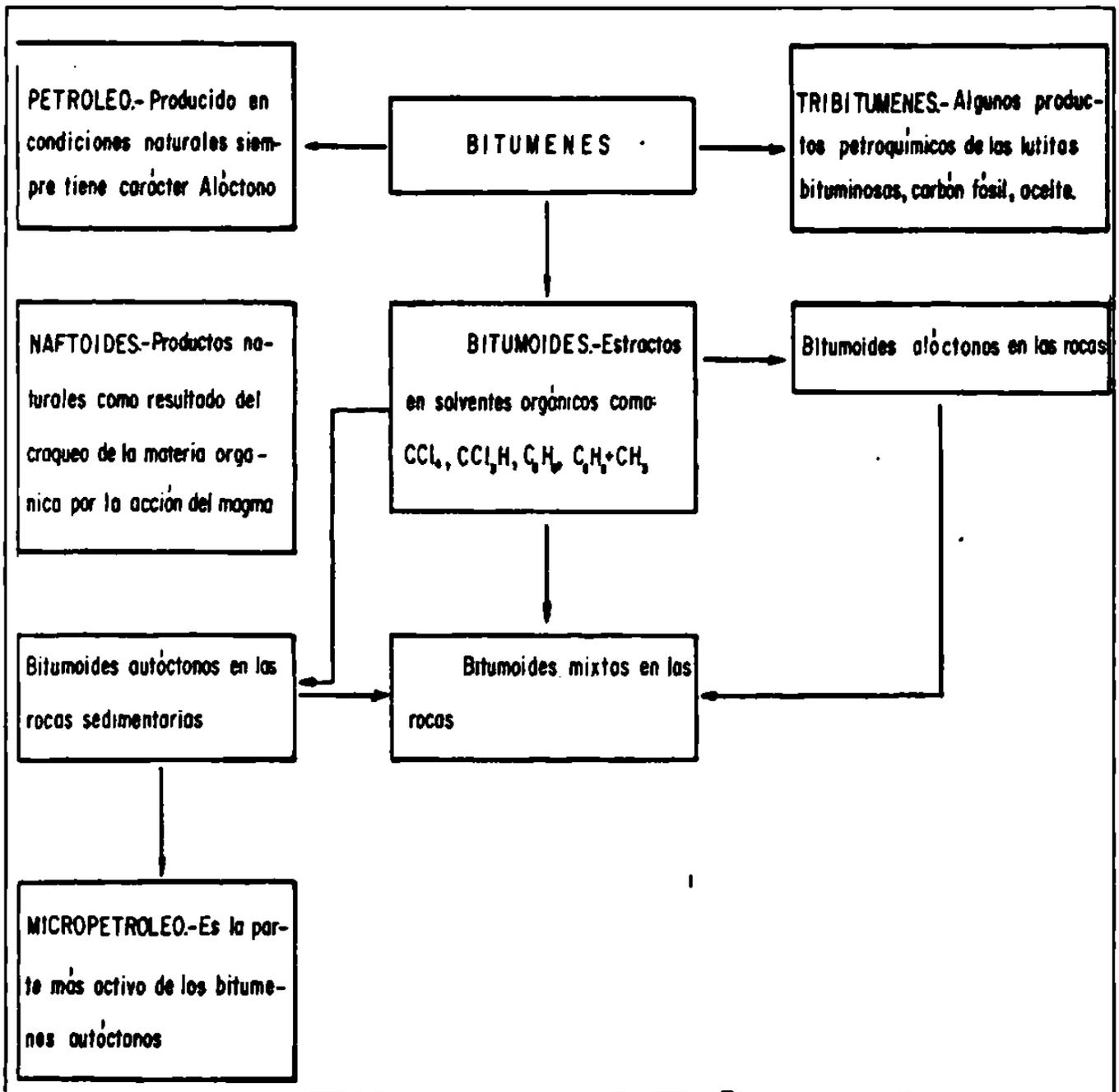


Fig. 4.4 Diagrama de clasificación de los bitúmenes (Rodríguez M.J.M., 1982)

b) PRESION Y TEMPERATURA.

Los hidrocarburos se encuentran entre los espacios vacíos de las rocas, están sometidos a temperaturas de 60 a 70 °C y a presión de 2000 a 3000 lb/pulg² (Rodríguez M.J.M., 1982). La presión y temperatura van ligados a los hidrocarburos durante todas las etapas de su formación en conjunto con el soterramiento de la cuenca ya que los sedimentos acumulados aumentan la presión litoestática y por consiguiente la temperatura al haber mayor presión en la profundidad (gradiente geotérmico).

c) SOTERRAMIENTO DE LA CUENCA.

A mayor profundidad, mayor tiempo geológico y por lo tanto tendremos mayor calidad de petróleo y entre mayor contenido de aromáticos tenga, será más ligero y de mayor calidad.

La primera fase de soterramiento de sedimento orgánico se origina junto con el sedimento físico (arcillas, limo, lodo calcáreo fino). La segunda fase es cuando se origina el depósito de una roca inorgánica sobre el depósito inorgánico. Los cambios físicos posteriores al soterramiento es la compacidad, al aumentar la presión litoestática y el gradiente geotérmico. A causa de esto los sedimentos pueden ser comprimidos a un 50% de su espesor original y su peso específico aumente en el orden de 1.3 a 2, esta compresión va acompañada de la expulsión de un volumen igual de agua u otro líquido (Hinojosa G.A., 1991).

d) TIEMPO GEOLOGICO.

El tiempo geológico es fundamental para la transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. Esto se lleva a cabo en forma gradual a través de procesos físico - químicos a medida que los sedimentos van siendo soterrados más profundamente durante la acumulación de estos.

El grado de madurez determina en que etapa de evolución térmica se encuentra la materia orgánica capaz de generar hidrocarburos económicamente explotables. La madurez térmica es una medida del tiempo y temperatura que ha experimentado la materia orgánica de una roca sedimentaria marina. El grado de madurez térmica se divide en tres etapas, en cada una de las cuales se generan hidrocarburos de diferente índole (Hinojosa G.A., 1991).

ETAPA DIAGENETICA. Se refiere a la transformación de la materia orgánica, que está controlada principalmente por la actividad biológica bajo condiciones de profundidad muy someras. La profundidad a la cual se realiza es de 250 metros y el incremento de temperatura y presión es pequeño. La transformación de sedimentos a roca es gradual, no hay acumulación de hidrocarburo (el micropetróleo esta muy disperso). Además de la actividad biológica, la alteración por fenómenos físico - químicos juegan un papel muy importante ya que en esta fase la materia orgánica se transforma formando metano diagenético, amoníaco y bióxido de carbono (Rodríguez M.J.M. 1982).

Durante la etapa diagenética los biopolímeros (proteínas y carbohidratos) son atacados por microorganismos y sus constituyentes van a formar estructuras policondensadas, formación del Kerógeno (Hinojosa G.A., 1991).

ETAPA CATAGENETICA. La etapa catagenética (IMP, 1988), resulta del incremento de la presión y temperatura con respecto a la profundidad ocasionando la degradación térmica del Kerógeno y se asocia con compuestos orgánicos en un medio reductor. El incremento de la profundidad es consecuencia de la acumulación de sedimentos, además de que la tectónica representa un papel importante en este incremento. Durante esta fase se tienen varias etapas evolutivas del petróleo. En la primera etapa se tienen hidrocarburos pesados que conforme aumenta la profundidad se forman hidrocarburos ligeros y en la última etapa se tendrá gas seco de origen petrogenético. El rango de temperatura es de 65 a 175 °C, con una presión geoestática de 300 a 1500 bars. La catagénesis inicia a los 800 metros de profundidad y dura hasta los 2000 metros en donde se tiene acumulación de hidrocarburos en forma líquida. En esta etapa interactúan la temperatura, la presión y el tiempo geológico.

ETAPA METAGENETICA. En la etapa metagenética existe principalmente metano, residuos de carbón y en los carbones se forma la antracita. El rango de temperatura es de aproximadamente 175 a 200 °C, con una profundidad de 3000 metros (IMP, 1988).

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA

El grado de madurez térmica se determina por el método de reflectancia de la vitrinita (reflectancia es la reflexión que sufre un rayo de luz al incidir sobre una superficie pulida). La vitrinita es un carbón macerado derivado de porciones de tejidos de plantas que se encuentra como un constituyente común del carbón y en menor grado ocurre como partículas individuales dentro del Kerógeno de las rocas sedimentarias. La vitrinita se presenta en dos subclases: colinita y telinita. La primera, es una sustancia que rellena las cavidades celulares y la segunda es el material de la pared celular de las plantas terrestres. La reflectancia de estos dos macerados es aproximadamente la misma y ellos maduran en el mismo rango. La reflectancia de la luz en una superficie pulida se incrementa con la maduración, debido a un cambio en la estructura molecular del maceral (IMP, 1988).

La vitrinita está compuesta de anillos aromáticos condensados con el incremento de la maduración, los racimos se fusionan en una estructura de anillos aromáticos más grandes. Eventualmente forman láminas de anillos condensados que asumen una estructura ordenada. El incremento en el tamaño de estas láminas y su orientación causan un incremento en su reflectancia (Barker C., 1979).

Los valores de reflectancia de la vitrinita se determinan con un microscopio de reflexión usando objetivos de inmersión de aceite (aceite de cedro). Se recomienda realizar de 50 a 120 mediciones por muestra. Posteriormente se determinan los valores máximos y mínimos de reflectancia para obtener un valor promedio que sirve para determinar el rango de madurez de la materia orgánica contenida en la roca (IMP, 1988).

TIPOS DE ROCAS QUE CONSTITUYEN UN RESERVORIO.

a) Roca madre o roca generadora

b) Roca almacén

c) Roca sello

a) ROCA GENERADORA O ROCA MADRE

La roca generadora es la que tiene la capacidad para generar hidrocarburos. Se considera como roca madre a toda roca de textura fina, depositada en un medio reductor y de color oscuro (Hinojosa G.A., 1991).

* De textura fina: ya que favorece durante el almacenamiento y la protección de la materia orgánica en el proceso de sedimentación.

* Depositada en un medio reductor: ya sea marino o lacustre, está atestiguado por la presencia de minerales sulfurosos (FeS_2), ausencia de fósiles que no sean pelágicos (algas planctónicas).

* De color oscuro: debido a la presencia de materia orgánica residual que se presenta bajo la forma de querobitumen insoluble, pero que puede inducir trazas más o menos importantes de bitumen libre, soluble en disolventes orgánicos. En general son elementos pesados de tipo asfáltico.

Los tipos más comunes de rocas generadoras son las arcillas o lutitas, calizas arcillosas y carbonatos de grano fino. En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se consideran rocas generadoras a la Formación Austin en su parte media y la Formación Upson que corresponde a un ambiente de prodelta.

b) ROCA ALMACEN

La roca almacén es aquella roca que deja entrar a los hidrocarburos, debiendo poseer ciertas características como porosidad, permeabilidad, capa sello y condiciones de entrapamiento. Los tipos de roca almacén son en su mayoría arenas y areniscas en un 62% de los campos, calizas y dolomias en un 32% de los campos y las evaporitas (cap rock de los domos salinos) y silexitas (rocas volcánicas y metamórficas o arcillas silicificadas) en un 6% de los campos (Hinojosa G.A., 1991). En el área de estudio, las rocas que sirven de reservorio de hidrocarburos, son areniscas de la Formación San Miguel de ambiente de frente deltáico.

c) ROCA SELLO

La roca sello es una roca impermeable que cubre a las rocas almacenadoras de hidrocarburos y su función principal consiste en evitar su fuga. El espesor de las rocas sello puede variar desde 2 metros hasta cientos de metros. Los tipos de rocas sellos pueden ser arcillas o lutitas, arcillas calcáreas, evaporitas y carbonatos de grano fino (sin fracturamiento) (Hinojosa G.A., 1991). En la subcuenca de Fuentes Río Escondido las rocas sello son: arcillas de la Formación Del Río y lutitas gris carbonáceas de la Formación Olmos, aunque en el Estado Americano de Texas actúa en algunos casos de reservorio, en ciertos paquetes de areniscas en su parte media superior.

INFORMACION GEOLOGICA NECESARIA PARA LA EXPLOTACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Para explotar un yacimiento de hidrocarburos se requiere contar con toda la información geológica necesaria (incluyendo la geofísica), para tener un panorama más claro del trabajo que se debe realizar al perforar y desarrollar un campo petrolero. A continuación se describen las características principales que se deben tomar en cuenta al evaluar el área de interés petrolero y aplicarla a la zona de estudio.

1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS REGIONALES

- a) Sedimentológicas
- b) Estratigráficas
- c) Estructurales

2. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS LOCALES

- a) Tipo de trampa almacenadora
- b) Litología y zonificación
- c) Tipo de límites
- d) Geometría
- e) Profundidad, relieve estructural y buzamiento
- f) Heterogeneidad de la roca
- g) Distribución original de fluidos

1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS REGIONALES

1. a) **Sedimentológicas.** Se refiere al ambiente y patrón de distribución de las facies almacenadoras. Cada ambiente en particular está caracterizado por ciertos elementos. Por ejemplo, un medio marino presenta varios ambientes, el de agua somera, agua profunda, aguas semiaisladas, aisladas, mar abierto, etc. Cada uno de ellos está caracterizado por elementos naturales como: salinidad, temperatura,