

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**Sección de Estudios de Postgrado e Investigación
Unidad Ticomán**

**“LOS GASES DE LA CUENCA DE VERACRUZ: ORIGEN
DISTRIBUCIÓN Y PERSPECTIVAS EXPLORATORIAS”**

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRÍA EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN GEOLOGÍA**

P R E S E N T A:

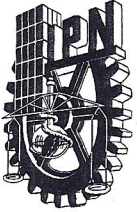
EMILIO VÁZQUEZ COVARRUBIAS



**Director Interno:
Dr. ARTURO ORTIZ UBILLA**

**Director Externo:
Dr. JUAN ROGELIO ROMAN RAMOS**

México D. F., 2010



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 14.30 horas del día 3 del mes de agosto del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA U. Ticomán para examinar la tesis titulada:
Los Gases de la Cuenca de Veracruz: Origen , Distribución y Perspectivas Exploratorias

Presentada por el alumno:

VAZQUEZ

Apellido paterno

COVARRUBIAS

Apellido materno

EMILIO

Nombre(s)

Con registro:

	9	7	0	4	6	2
--	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRIA EN CIENCIAS EN GEOLOGIA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

DR. ARTURO ORTIZ UBILLA

DR. JUAN ROGELIO ROMAN RAMOS

DR. JORGE JACOBO ALBARRAN

M. en C. EDUARDO PEREZ FLORES

DR. GUSTAVO MURILLO MUÑETON

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

ING. JULIO E. MORALES DE LA GARZA





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México el día 2 del mes de Septiembre del año 2010, el (la) que suscribe Emilio Vázquez Covarrubias alumno (a) del Programa de Maestría en Ciencias con Especialidad en Geología con número de registro 970462, adscrito a la Sección de Posgrado e Investigación de la ESIA Ticomán, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección de Dr. Juan Rogelio Román Ramos y Dr. Arturo Ortiz Ubilla y cede los derechos del trabajo intitulado Los Gases de la Cuenca de Veracruz: Origen, Distribución y Perspectivas Exploratorias, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección emilio.vazquez@pemex.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Nombre y firma

A mis hijas **Malemi y Niza Elena**

Quienes me enseñaron el maravilloso don de ser padre.

Muy especialmente a mi esposa **Ma. Elena Lagunes**

Por su amor y apoyo al desarrollo y crecimiento de mi profesión.

A mis padres **Secundino y Petra**

Que por más preparación que tenga, jamás seré lo grande que son ellos para mi y a quienes le debo lo que soy

A mis hermanos

Marina, Elvira, Ma. Cruz (+), Mario, Juanita, Francisco, José Carmen, Imelda, Leobardo, Miguel, Rubén, Alicia, Rosalinda y Marco Antonio.

De quienes he obtenido su apoyo y experiencias compartiendo con ellos mis logros y éxitos.

AGRADECIMIENTOS

A los Drs. Juan Rogelio Román Ramos y Arturo Ortiz Ubilla, quienes con gusto y desinteresadamente aceptaron la dirección de este trabajo, así como, a todos los sinodales por las sugerencias realizadas: M en C. José Ma Ramos Rodriguez, Jorge Jacobo Albarrán y Gustavo Murillo Muñetón.

Al Ing. Jose Antonio Escalera Alcocer por las facilidades otorgadas para la realización de esta tesis, así como su enseñanza para desarrollar el extra, un ejemplo a seguir.

Un agradecimiento muy especial al Dr. Mario Guzmán Vega, e Ing. Alejandro Sosa Patrón, por su apoyo técnico, sugerencias e insistencia para el buen desarrollo y culminación del presente trabajo.

Al M. en C. Rene Alejandro Téllez Flores, un gran amigo por su desinteresado apoyo para que fuese posible la culminación del presente trabajo.

A los M en C. Noel Holguín Quiñones y Luís Francisco Fuentes Pacheco, que con sus enseñanzas y conocimientos fueron la base mi formación dentro de la empresa donde laboramos. Así mismo a los compañeros de trabajo del Activo Integral Veracruz

Al Instituto Politécnico Nacional y personal docente que de alguna u otra manera influyó en mi formación profesional y cuyo deseo es poder representar dignamente con valores éticos y morales el ser egresado de esta gran institución.

A Petróleos Mexicanos la gran empresa que nos dio cobijo y la oportunidad de desarrollarnos profesionalmente.

CONTENIDO

Índice de figuras

RESUMEN

	Página
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. <i>Planteamiento del problema</i>	1
1.2. <i>Objetivos y alcances</i>	2
1.3. <i>Área de estudio</i>	3
1.4. <i>Estructura de la tesis</i>	4
1.5. <i>Metodología del trabajo</i>	5
1.6. <i>Antecedentes</i>	6
1.7. <i>Métodos: Tipo de muestras e instrumentación</i>	9
2. MARCO GEOLÓGICO PETROLERO	15
2.1. <i>Marco Geológico Regional</i>	15
2.2. <i>Estratigrafía y secuencias sedimentarias terrígenas y su relación con el gas</i>	18
2.3. <i>Geología Estructural y estilos estructurales relacionados a las trampas de gas</i>	24
2.4. <i>Distribución Geográfica y Estratigráfica de las muestras colectadas</i>	28
2.5. <i>Subsistemas Generadores</i>	30
2.6. <i>Subsistema almacenador – entrampamiento</i>	35
3. LOS GASES HIDROCARBUROS EN LA NATURALEZA	38
3.1. <i>Tipos de gases en la naturaleza</i>	38
3.1.1. <i>Gases Inorgánicos</i>	38

3.1.2. Gases Orgánicos	43
3.2. Los gases bacterianos	45
3.3. Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis de la materia orgánica en la formación del aceite y gas	47
3.4. Los gases termogénicos y su clasificación de acuerdo a su fuente	50
3.5. Composición química y molecular del gas natural	51
3.6. Isótopos estables del carbono para la caracterización del gas Natural	51
3.6.1. Estudios más relevantes de diversos autores enfocados a la caracterización de los gases	54
3.6.2. Diagramas de interpretación de gas	60
Diagramas de Bernard (1978)	60
Diagramas de Shoell (1980)	61
Diagramas de Faber and Stahl (1984)	63
Diagrama de Whiticar and Faber (1986)	64
Diagramas de Prinzhofer (1995, 1997)	65

4. ORIGEN Y DISTRIBUCIÓN DE LOS GASES DE LA CUENCA DE VERACRUZ

4.1. Grupos genéticos de gases en la CTV	68
4.2. Gases biogénicos y termogénicos de la Cuenca de Vera	72
4.3. Grado de madurez de los gases en la Cuenca de Veracruz	77
4.4. Origen del gas como resultado del cracking primario y/o secundario	83
4.5. Principales fuentes de generación del gas en la Cuenca de Veracruz	85
4.6. Procesos de mezcla y difusión molecular	89
4.7. Distribución geográfica y estratigráfica del gas en la cuenca	93

5. LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LOS GASES DE LA CUENCA DE VERACRUZ

5.1. Elementos y eventos de los sistemas petroleros	98
5.2. Modelado	98

5.2.1. Resultados	101
5.3. Formación de las trampas de hidrocarburos	105
5.4. Sincronía del sistema petrolero en la Cuenca de Veracruz	106
5.5. Modelo de migración secundaria	107
5.6. Plays conocidos o probados (!)	110
5.6.1. Sistema Cretácico Inferior/Medio – Orizaba (!)	112
5.6.2. Sistema Cretácico Inferior/Medio – Brechas del K.S. (!)	113
5.6.3. Sistema Jurásico/Cretácico – Eoceno Medio (!)	113
5.6.4. Sistema Jurásico /Cretácico – Mioceno Inferior (!)	114
5.6.5. Sistema Jurásico /Mioceno – Mioceno Medio (!)	115
5.6.6. Sistema Jurásico /Mioceno – Mioceno Superior (!)	115
5.6.7. Sistema Mioceno – Plioceno Inferior (!)	115
5.7. Plays potenciales	116
5.7.1. Play Paleoceno	116
5.7.2. Play Oligoceno	118
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125
GLOSARIO	131
APENDICE	

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Mapa de ubicación del área de trabajo.	pag. 3
Fig. 1.2 Metodología seguida para el desarrollo del presente estudio.	pag. 6
Fig. 1.3 a,b Muestreo realizado en vacutainer y cilindros o balas con el apoyo de un separador de fluidos.	pag. 10-11
Fig. 1.4. Total de muestras analizadas para este estudio.	pag. 14
Fig. 2.1 Mapa estructural y sección esquemática de la C. de V.	pag. 15
Fig. 2.2 Sistemas depositacionales de Plays productores en la C. de V.	pag. 17
Fig. 2.3. Modelo de facies sedimentarias representativas de los principales flujos de sedimentación del Mioceno en la C.T. de V.	pag. 18
Fig. 2.4. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 16.38 cima del Mioceno Inferior.	pag. 19
Fig. 2.5. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 11.70 cima del Mioceno Medio.	pag. 20
Fig. 2.6. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 9.26 Cima Mioceno Superior.	pag. 21
Fig. 2.7 Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 6.98 Mioceno Superior.	pag. 22
Fig. 2.8. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 5.73 Plioceno Inferior.	pag. 23
Fig. 2.9 Fallas transcurrentes relacionadas con el desplazamiento del bloque Yucatán y la apertura del Golfo de México para el Jurásico Sup.	pag. 24
Fig. 2.10 Porción del área de estudio dentro del marco de la Plataforma carbonatada bordeando el Golfo de México para el Cretácico Inf-Medio.	pag.24
Fig. 2.11 Escenario y detalle de las placas tectónicas del a) Oligoceno y b) Plioceno en el área de la Cuenca de Veracruz.	pag. 25
Fig. 2.12 Mapa de los principales dominios estructurales de la C de V.	pag. 26
Fig. 2.13 Mapa de ubicación de muestras colectadas.	Pág. 30

Fig. 2.14 Parámetros geoquímicos de Cantidad (COT, S2), Calidad (IH) y Madurez (Tmax) de los subsistemas generadores de la C. de V.	pag. 31
Fig.2.15 Cromatogramas de terpanos y estéranos de aceites del Jurásico Superior y Cretácico Inferior-Medio de la C. de V.	Fig. 33
Fig. 2.16 Sección esquemática con los yacimientos de la PC y la CTV.	pag. 36
Fig. 3.1 Sección regional mostrando las manifestaciones de gas sulfhídrico en el pozo Cerro de Oro-1, ubicado al SW de la Cuenca de Veracruz.	pag. 41
Fig. 3.2 Columna de riqueza orgánica en ambiente marino abierto.	pag. 46
Fig.3.3 Transformación térmica de la materia orgánica y la generación de hidrocarburos en la Cuenca de Veracruz.	pag. 48
Fig. 3.4 Producción relativa de gas a partir de la materia orgánica en sedimentos de grano fino.	pag. 51
Fig. 3.5 Composición isotópica de varios tipos de materia orgánica dependiendo del origen e historia térmica.	pag. 52
Fig. 3.6 Cálculo de los trend de mezclas y difusión en el diagrama C_2/C_1 vs $\delta^{13}C_1$ en escalas lineales (a) y semilogarítmicas (b).	pag. 54
Fig.3.7 Diagramas propuestos por Clayton (1991), representa la diferencia isotópica del metano al butano y la roca generadora.	pag. 58
Fig. 3.8 Relación entre la composición molecular vs composición isotópica del metano en el gas natural (Bernard, 1978).	pag. 61
Fig. 3.9 Clasificación de los gases naturales usada por Schoell (1980).	pag.62
Fig. 3.10 Gráfico de $C_1/(C_2+C_3)$ vs δC_1 (Modificado después por Bernard, 1978).Trend de líneas relacionadas a la oxidación bacterial.	pag. 63
Fig. 3.11 Los efectos secundarios tales como mezclas, oxidación y agotamiento sobre δDC_1 y $\delta^{13}C_1$, son representados en el diagrama de C y D.	pag. 65
Fig. 3.12 Dentro del modelo de Jenden, et al., en Prinzhofer y Huc (1965) se muestran la tendencia de los gases de Veracruz.	pag. 66
Fig. 4.1Relación isotópica del $\delta^{13}C_1$ vs C_2/C_1 en escala lineal y logaritmica.	pag. 69
Fig. 4.2 a y b Buena correlación entre las familias 2 y 3 indican una migración a gran distancia como proceso de fraccionamiento.	pag. 70
Fig. 4.3 a y b -Correlación de las fracciones pesadas del gas (C_2+),mostrando La separación de estas, definiendo los tres grupos genéticos de gases.	pag 71

Fig. 4.4 Comparación isotópica del C ₁ , C ₂ , C ₃ , mostrando la delimitación de las tres familias de gases bien definidas.	pag. 73
Fig. 4.5 Composición isotópica del metano y etano vs profundidad para mostrar la diferenciación de las familias de gases.	pag. 74
Fig. 4.6 Composición isotópica del etano y propano para mostrar las 3 familias de gases de la CTV.	pag. 75
Fig. 4.7 Patrón promedio del δ ¹³ C para la diferenciación de las 3 familias de gases.	pag. 75
Fig. 4.8. Fotos 1, 2 y 3 Manifestaciones de gas biogénico en superficie y foto 4, mezclas biogénico-termogénico en chimenea (El Salitral).	pag. 76
Fig. 4.9 Modelo de fraccionamiento genético aplicado en las muestras de la Cuenca de Veracruz.	pag. 78
Fig. 4.10 a, b Relaciones entre los isótopos estables del carbono del metano vs. propano y del etano vs propano de acuerdo con las ecuaciones 26, 27, y 28 mostrando los efectos secundarios como madurez térmica y las mezclas bio-termogénicas.	pag. 80
Fig. 4.11 Grafico con la concentración de Diamantoides mostrando la mezcla de hidrocarburos de diferentes fuentes.	Pag. 82
Fig. 4.12 Los gases de la C de V son generados mediante los procesos del craqueo primario del kerógeno y secundario del aceite, dentro de un sistema cerrado.	pag. 85
Fig. 4.13 Configuración de las profundidades de los focos de generación de hidrocarburos para el tiempo actual.	pag. 86
Fig. 4.14 Distribución de los focos de generación y migración de hidrocarburos de la R. G. del J.S. a finales del Eoceno Tardío (33.7 m a).	pag. 88
Fig. 4.15 Diagrama esquemático mostrando los factores potenciales que controlan el fraccionamiento isotópico de los hidrocarburos gaseosos.	pag. 89
Fig. 4.16 a y b Gráficos de tendencias de mezclas y difusión en el diagrama C ₂ /C ₁ vs δ ¹³ C ₁ en escalas lineales (a) y logarítmicas (b).	pag. 90
Fig. 4.17 Gráfico de estrella con los datos de Veracruz integrados (Prinzhofer, <i>et al</i> 2000), mostrando madurez, migración por segregación y acumulación de los gases.	pag. 92
Fig. 4.18 Muestras de la C. de V. en la grafica de Jenden, <i>et al</i> , 1993, in Prinzhofer and Huc, 1995, mostrando las tendencias de madurez, y perdidas de estos gases.	pag. 93

Fig. 4.19 Mapa con la distribución de las familias de gases en la C. de V.	pág. 94
Fig. 4.20 Sección sísmica con el tipo y distribución de hidrocarburos en el campo Lizamba.	pag. 95
Fig. 4.21 Distribución estratigráfica del gas en el campo Cocuite (Volcán de lodo “El Salitral”).	pag. 96
Fig. 5.1 Distribución de las secciones sísmicas modeladas con el software de PetroMod 2D.	pag. 99
Fig. 5.2 Sección estructural modelada IL_3770, restaurada mostrando la geometría de la cuenca para el tiempo actual (0 ma).	pag. 100
Fig. 5.3 Paleo-sección geológica modelada en 2D, mostrando el inicio de generación y migración de los hidrocarburos de los horizontes generados del Jurásico y Cretácico.	pag. 101
Fig. 5.4 Paleo-sección geológica modelada en 2D, mostrando las cocinas de madurez de los horizontes generadores Jurásico, Cretácico, durante el Mioceno-Plioceno.	pag. 102
Fig. 5.5 Sección geológica regional modelada mostrando la migración de los hidrocarburos en las dos fases en verde los fluidos y en rojo el vapor	pág. 103
Fig. 5.6 Sección geológica IL_2900 mostrando las principales vías de migración de los hidrocarburos, la migración vertical y lateral de gas termogénico fraccionado, mezclándose con los gases biogénicos someros.	pag. 104
Fig. 5.7 Sección geológica mostrando los rasgos estructurales y límites de las orogenias Laramídica y Chiapaneca (tomada de Espinoza M. 2006).	pag. 106
Fig. 5.8 Diagrama de los elementos y eventos de los sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz.	pag. 107
Fig. 5.9 Ejemplos de largas distancias de migración lateral al Oriente de la Cuenca de Venezuela.	pag. 108
Fig. 5.10 Ejemplos de largas distancias de migración lateral al Occidente de la Cuenca de Canadá.	pag. 108
Fig. 5.11 Grafica con el incremento de la humedad en los hcs. conforme se va profundizando, debido a la redistribución de la migración.	pag. 110
Fig. 5.12 Los sistemas petroleros conocidos o probados de la C.de V.	Pág. 112
Fig. 5.13 Mapa de propuesta gruesa de posible distribución de los plays Paleoceno y Oligoceno.	Pág. 117

Fig. 5.14 Sección sísmica con la propuesta Quetzalli-1, con objetivos de alcanzar el play de Paleoceno. pag. 118

Fig. 5.15 Modelo esquemático del modelo sedimentario del Paleógeno pag. 119

Fig. 5.16. Sección geológica regional, datando los horizontes del Oligoceno . pag. 120

RESUMEN

La Cuenca de Veracruz se encuentra a lo largo del margen central Este de México, entre la Sierra Madre Oriental, el Cinturón Volcánico Transmexicano y el Golfo de México. La columna sedimentaria está constituida por rocas carbonatadas Mesozoicas y siliciclásticas Terciarias, alcanzando un espesor de más de 12 Km en su depocentro y un área aproximada de 23 000 Km².

En el presente estudio se exponen técnicas y métodos de muestreo del gas natural en pozos exploratorios en operación y desarrollo, y se integran los resultados de los análisis de 130 muestras de gas y 20 de condensados de aproximadamente 70 pozos del área. La aplicación de técnicas isotópicas básicas junto con métodos de alta resolución (cromatografía, isotopía y diamantoides) han identificado variaciones composicionales de origen, madurez, y evolución térmica de los gases. La detección de gas biogénico en volúmenes comerciales, manifiesta la presencia de condiciones anóxicas favorables para la generación de éste en los grandes depocentros, que cargan *in situ* y lateralmente a los desarrollos arenosos del Mioceno Superior y Plioceno.

Se analizó el potencial de las rocas generadoras y su correlación con los hidrocarburos de la cuenca, determinando la diagénesis de estos. El análisis de interpretación de los diferentes constituyentes del gas natural (metano, etano, propano, i-butano y n-butano), integrados al contexto geológico, permitió establecer su correlación con rocas generadoras profundas, y dar una idea de los procesos de generación, acumulación, evolución térmica y distribución geográfica y estratigráfica de estos gases. Siendo posible establecer el nivel de certeza de los sistemas petrolíferos y su relación con los *plays* productores y prospectos del área.

El modelado del sistema petrolero 1D y 2D sugiere que la principal etapa de migración del gas termogénico ocurre desde hace 10 Ma, contribuyendo al llenado de las estructuras y cuerpos arenosos del Mioceno, que debido a la eficiencia de la migración, acumulación y preservación, se pronostican grandes volúmenes aún por explorar.

Se concluye que la cuenca de Veracruz posee aún un gran potencial de gas seco no asociado en rocas profundas, evidenciado por el fraccionamiento, evolución termal y *cracking* de los gases presentes en los yacimientos actualmente explotados. Proponiendo áreas con potencial de contener aceite ligero y gas termogénico, hacia objetivos más profundos a los tradicionalmente productores.

ABSTRACT

The Veracruz Basin is located along the eastern margin central Mexico, between the Sierra Madre Oriental, the Transmexican Volcanic Belt and the Gulf of Mexico. The sedimentary column consists of Mesozoic carbonates and Tertiary siliciclastics, reaching a thickness of more than 12Km, for the main depocenter and an area of about 23000km².

Techniques and methods of sampling of the natural exploratory well gas are exposed in operation and development In the present study. The results of the analyses of 130 gas samples and 20 of condensates of approximately 70 wells of the area are integrated. The application of basic isotopic techniques along with hi-res methods (Chromatography, Isotopic and Diamandoids) have identified composicionales variations of origin, maturity, and thermal evolution of gases. The biogenic gas detection in commercial volumes, indicates the presence of favorable anoxic conditions for the generation of this gas in the great principal deposits, that load *in situ* and laterally to the sandy developments of Miocene Superior and the Pliocene.

Once analyzed the potential of source rocks and its correlation with hydrocarbons of the basin, determining the diagenesis of these hydrocarbons. The analysis of interpretation of the different components from the natural gas (methane, ethane, propane, i-butane and n-butane), integrated to the geologic context, allowed us to establish their correlation with deep source rocks, and to give an idea of the generation processes, accumulation, thermal evolution and geographic and stratigraphic distribution of these gases. Being possible to establish the level of certainty of the petroliferous systems and its relation with plays producing and prospects of the area.

Model of the petroleum system 1D and 2D main stage of migration of the thermogenic gas suggests it happens for 10 Ma, contributing to the filling of the structures and sandy bodies of the Miocene, that due to the efficiency of the migration, accumulation and preservation, still foretell great volumes to explore.

Therefore the Veracruz basin of still owns a great not associated dry deep rock gas potential, demonstrated by the division, thermal evolution and cracking of present gases in the reservoir at the moment operated. Proposing areas with potential to contain light oil and thermogenic gas, towards deeper objectives to the traditionally producing ones.

1.- INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

Debido a la gran importancia económica adquirida por el gas en México, Petróleos Mexicanos se ha comprometido con el país para abastecer las necesidades internas, por lo que ahora las nuevas estrategias de PEP han sido enfocadas hacia la exploración y explotación de las cuencas gasíferas nacionales, siendo la Cuenca de Veracruz una de las más importantes relacionado con la explotación del gas natural. El interés de PEMEX por los nuevos enfoques geoquímicos en la exploración de petróleo, brinda una excelente oportunidad de aplicar los nuevos conceptos al estudio de los gases de la Cuenca de Veracruz, apuntando a un mejor entendimiento de los sistemas petrolíferos.

La idea general es usar la química composicional y los isótopos del carbono en el gas no solo como una simple huella de su origen, sino usarlos también como evidencias de los procesos que afectan a las muestras de gas. Estos procesos involucran la generación del gas y su migración, que induce el posible fraccionamiento y la pérdida de gas a través de las rocas, así como sus transformaciones. Esto tiene implicaciones directas en los estudios de aceite y gas, así como en el entendimiento de los sistemas petrolíferos de la Cuenca. Cada proceso altera la química y las características isotópicas de los gases, de tal forma que tendremos, a partir de una serie de muestras de gas, la posibilidad de obtener datos para modelar el origen de éstos (biogénico/termogénico), su estado de evolución térmica (origen somero/profundo asociados al aceite, mezclas), calidad (seco/húmedo; dulce/amargo), nivel de craqueo (primario/secundario), los focos de generación posibles, rutas y distancia de migración.

Actualmente, los estudios geoquímicos del gas se encuentran en un estado que pueden ayudar a conocer la historia del gas y los procesos que afectan al aceite asociado, especialmente porque algunos parámetros son más sensibles y están mejor definidos usando gas que aceite. La interpretación tanto de la composición química como de los datos isotópicos debida a los procesos físico-químicos,

agrega otra perspectiva a la información geoquímica permitiendo una mayor y más adecuada reconstrucción de la historia del sistema petrolero. En este estudio se presentan los resultados de la aplicación de estas nuevas técnicas con los hidrocarburos gaseosos de la Cuenca de Veracruz. Como es ya conocido, esta es una cuenca gasífera y desde el punto de vista exploratorio, actualmente podría considerarse como una cuenca inmadura. Sin embargo, los éxitos recientes obtenidos en la detección del gas, con el empleo de las anomalías sísmicas o indicadores directos de hidrocarburos con la sísmica 3D, ha coadyuvado a una intensa explotación del gas en los últimos años; aunque esta técnica ha sido funcional para yacimientos a profundidades menores a 3000m (hasta el Mioceno Medio), por lo que dichas estructuras empiezan a escasearse. Consecuentemente deberán considerarse nuevas técnicas y apoyos geológicos exploratorios como son las técnicas de geoquímica orgánica usando el método de actualismo (con datos del presente, conocer la historia del pasado) para la prospección hacia nuevas áreas con mejores predicciones de encontrar hidrocarburos (Prinzhofer y Mello, 2004).

1.2. Objetivos y alcances

Los objetivos y alcances del presente estudio son: definir origen, distribución y características físicas y químicas de los gases para establecer los sistemas petroleros y su relación con los plays de la Cuenca de Veracruz.

- ✓ Identificar la genética de los gases naturales, definiendo su caracterización y su correlación con el conjunto de elementos y procesos geológicos involucrados en la generación, migración, entrapamiento y preservación de los hidrocarburos, estableciendo los sistemas petrolíferos en la Cuenca de Veracruz.
- ✓ Mostrar el uso y aplicación de los métodos analíticos de isotopía del carbono en los gases naturales, para la identificación y cuantificación de las familias de gases y mezclas de gases biogénicos y termogénicos. Establecer y delimitar la distribución geográfica y estratigráfica de los hidrocarburos gaseosos

enfocando su aplicación inmediata a los estudios de plays y prospectos de la cuenca.

- ✓ Integrar los resultados de los estudios geoquímicos al modelo geológico de la cuenca para encontrar y proponer nuevas áreas de oportunidad, e integrar su aplicación inmediata a los estudios de plays y prospectos.

1.3. Área de estudio

La Cuenca Petrolera de Veracruz está ubicada en la región central del estado de Veracruz, correspondiente al margen Occidental de la planicie costera del Golfo de México. Está limitada al Norte por la Cuenca Tampico-Misantla, al Sur – Sureste por la Cuenca Salina del Istmo y al Oeste por el Cinturón plegado de Zongolica. Está constituida por dos elementos paleotectónicos que son: La Plataforma Mesozoica de Córdoba y la cuenca Terciaria de Veracruz, las cuales están separadas por una serie de fallas inversas orientadas NW-SE. La columna sedimentaria está constituida por carbonatos mesozoicos y rocas terciarias siliciclásticas, alcanzando un espesor de más de 12 km en su depocentro y un área aproximada de 23 000 km² (antes de integrar Papaloapan “B”), (Fig. 1.1).

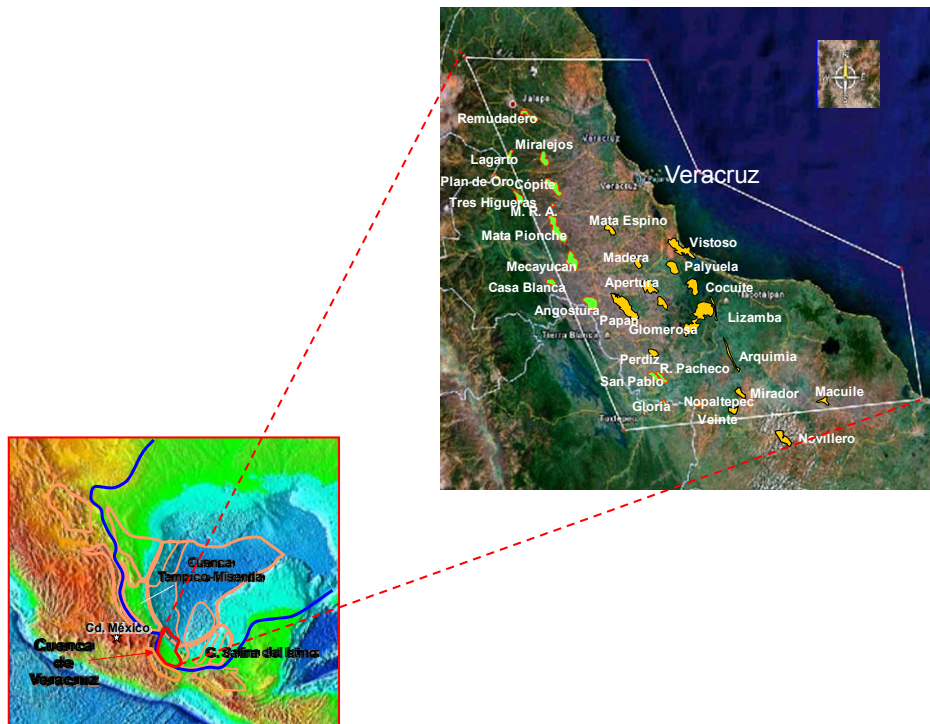


Fig. 1.1. Ubicación de la Cuenca de Veracruz, área aproximada de 23 000 Km²

1.4. Estructura de la tesis

La presente tesis está organizada con el propósito de entender cómo y dónde se originan los gases, su distribución en el subsuelo, así como los métodos y técnicas empleadas para su análisis. Esto ayudará a entender mejor los elementos de riesgo de los sistemas petrolíferos en la Cuenca de Veracruz, asimismo sirva de base para futuras investigaciones.

En el capítulo 1 se proporciona una breve introducción del ambiente de motivación respecto al proyecto, ante la necesidad e importancia de buscar y estudiar el gas, qué se ha hecho al respecto, quiénes han trabajado con este hidrocarburo y qué resultados han obtenido, de igual manera los objetivos y alcances propuestos por el presente estudio, asimismo se describen los métodos e instrumentación usados para el presente trabajo.

En el capítulo 2 se describe el panorama geológico de la cuenca, se establecen y pone a discusión el conjunto de elementos geológicos que controlan la carga, transformación y acumulación de los hidrocarburos generados en la cuenca.

En el capítulo 3 se describen y plantean los mecanismos básicos para el entendimiento de la formación de los gases y su relación con su evolución y desarrollo en la naturaleza, de igual manera se discute la aplicación de la técnica de la huella dactilar isotópica del medio ambiente, así como las principales ideas que se han presentado y desarrollado en el área.

La discusión de la aplicación de los métodos y técnicas isotópicas de los gases naturales empleados así como los resultados obtenidos, son discutidos en el capítulo 4, asimismo se muestran algunas propuestas mediante la aplicación de los métodos isotópicos para establecer y proponer prospectos o posibles yacimientos de hidrocarburos gaseosos, tanto geográfica como estratigráficamente.

En el capítulo 5 se efectúa la interacción e integración de los resultados analíticos de los gases obtenidos con el modelo geológico conceptual, para establecer la predicción del tipo, calidad y madurez de los hidrocarburos esperados tanto en los plays ya conocidos, así como en los plays potenciales, de igual manera apoya a los prospectos próximos a perforarse.

El capítulo 6 resume los resultados del estudio y proporciona algunas sugerencias para dirigir futuras investigaciones. El apéndice adjunto contiene gran cantidad de datos y detalles de algunos cálculos relevantes.

1.5. Metodología de trabajo

En la fig. 12 se resume la metodología seguida en este trabajo. Primeramente, se realizó el programa de campo con muestreo sistemático de gas en pozos productores estratégicos para cubrir geográfica y estratigráficamente la mayor parte del área productora. A los datos analíticos realizados a la fecha, se sumaron los nuevos análisis de los pozos exploratorios en operación. Se integraron los resultados del laboratorio, los cuales muestran importantes postulados. Posteriormente es interpretada dicha información analítica con el modelo geológico conceptual de la cuenca y de esta manera obtener la integración e interpretación geológica-geoquímica, aplicando los nuevos conceptos analíticos con el contexto geológico de la cuenca y así obtener una interpretación final que, a partir de los resultados proponer áreas de interés para contener hidrocarburos, comercialmente explotables.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

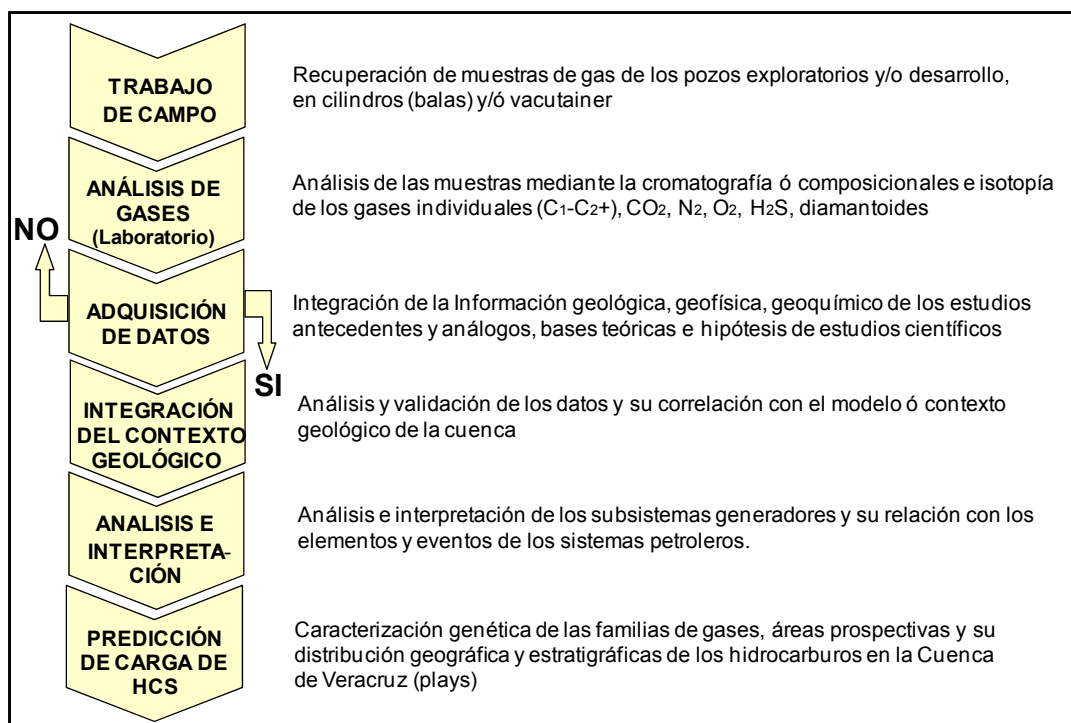


Fig. 1.2. Metodología seguida para el desarrollo del presente estudio

1.6. Antecedentes

En 1921, compañías extranjeras iniciaron la exploración de la cuenca de Veracruz. Fue después de la expropiación que PEMEX reactivó su estudio en 1948. La producción de hidrocarburos inició en 1953 con el descubrimiento del campo Angostura, productor de aceite. La producción de gas comenzó en 1956, con el descubrimiento del pozo Mirador-1, en sedimentos del Terciario, y en el Mesozoico Superior con la perforación del pozo San Pablo-4. Adicionalmente, otros campos contribuyeron a la producción de gas, entre estos, los campos Cocuite, Novillero y Veinte. En la década de los 70's, importantes campos fueron descubiertos en formaciones del Cretácico, tal como los campos Mata Pionche, Mecayucan y Cópite. Estos fueron productores de aceite originalmente, aunque recientemente han producido gas húmedo.

Fue hasta finales de los años 90 cuando la Cuenca de Veracruz resurge como resultado de la perforación exitosa, nuevos yacimientos han sido descubiertos a

través del empleo de sísmica 3D, adquirida en el año 2000, llegando a constituirse como la cuenca productora de gas más rentable del país, con más de 15 campos productores de gas seco, asociado y no asociado.

La geoquímica orgánica aplicada en la industria petrolera ha sido orientada hacia la exploración, enfocándose principalmente a la historia de generación, determinación del potencial de las rocas generadoras, la caracterización de aceites y correlación roca-aceite (Edgard & Foster, 1988). La prospección geoquímica en la cuenca de Veracruz, comienza con los primeros estudios geoquímicos llevados a cabo en 1982. La geoquímica isotópica ha sido utilizada en la Cuenca de Veracruz a partir de 1993, analizando las composiciones isotópicas del carbono e hidrógeno, en los aceites, bitúmenes y gases, logrando interpretar las variantes composicionales de los hidrocarburos dentro del modelo geológico del área. También se han logrado importantes resultados en lo referente a las rocas generadoras y sus factores de carga de hidrocarburos, que conforman el subsistema generador y los procesos para la acumulación y evolución de los yacimientos en la cuenca, apoyando de esta manera la documentación de plays y prospectos de la cuenca.

Históricamente se pueden dividir 3 etapas en la aplicación de la Geoquímica orgánica en la Cuenca de Veracruz:

- 1) 1982-1990 – Ingenieros de PEMEX (González, Limón, Pacheco, Vera) – IMP (Holguín, etc.), realizan estudios de interpretación enfocados en la evaluación geoquímica de columnas sedimentarias y determinación de rocas con potencial de producción (riqueza, calidad y madurez).
- 2) 1993-1997 – Especialistas de PEMEX – CHEVRON, desarrollaron trabajos encaminados para establecer, delimitar y caracterizar los subsistemas generadores y su relación con la producción de hidrocarburos.
- 3) 1997-2007 - Personal técnico especializado de PEMEX con asesoría de diferentes compañías especializadas, combinan los resultados del modelado de cuencas con los estudios geoquímicos de alta resolución para diferenciar la aportación termogénica y biogénico de las rocas, mesozoicas y terciarias, caracterizando rocas generadoras, almacén, aguas de formación y gases.

Actualmente, el conocimiento del tipo de fluidos y gases con sus relaciones genéticas, ha traído un mejor entendimiento de los procesos concerniente al suministro y carga, que permite inferir su posible fuente, los medios de transporte y de esta manera, contribuir en el decreto de la incertidumbre y la evaluación de riesgo exploratorio.

Dado que la producción principal de esta cuenca es de gas, PEMEX en sus diferentes etapas ha considerado conveniente realizar estudios enfocados al análisis y conocimiento de este hidrocarburo, por lo que aunado a los estudios geoquímicos de rocas y aceites, en 1993 dan inicio los estudios a los gases mediante las técnicas de isótopos del carbono realizados por los trabajos de convenios de transferencia tecnológica entre personal de PEMEX-IMP-CHEVRON, con el proyecto Veracruz Geológico-Geoquímico del Sistema Petrolero, realizándose los análisis con los laboratorios de Corelab. El objetivo fue el de definir y evaluar los sistemas petroleros de la cuenca, definiéndose 4 rocas generadoras (Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Superior y Terciario). Asimismo se analizó y confirmó por primera vez en Veracruz la presencia de gas biogénico en rocas del Mioceno. De igual manera se determinó el gas termogénico y sus respectivas mezclas bio-termogénicos.

En 1995 PEMEX-AMOCO-IMP, realizaron el estudio tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica y de la Cuenca Terciaria de Veracruz, las cuales confirman la existencia del gas biogénico, termogénico y sus mezclas, asimismo detectan la presencia de hidrocarburos mediante inclusiones fluidas .

Posteriormente, se continuaron con diversos trabajos de integración e interpretación realizados por técnicos de PEMEX, en ocasiones asesorados por especialistas, empleando innovadoras metodologías, realizando estudios de biomarcadores, isótopos, rockeval y modelados de madurez que han permitido proponer cinco rocas con potencial generador, contenidas en: Jurásico Superior, Cretácico Inferior – Medio, Cretácico Superior, Paleoceno-Eoceno y Mioceno. Se determinó la presencia de aceites normales, biodegradados y gas seco en la porción norte del área productora, definiéndose tres fases de expulsión. Una fase temprana de aceites que fueron biodegradados durante la erosión del Oligoceno

Tardío – Mioceno Temprano, una segunda fase de expulsión de aceites ligeros más evolucionados y la subsecuente expulsión de gas.

En el 2001 se realizó el estudio de Plays denominado “Miocene and Pliocene gas plays of the Veracruz Basin, Eastern México” con la interacción de personal de PEMEX con el Buró de Geología Económica, de la Universidad de Texas en Austin, en donde se realizó el modelado geológico-geoquímico en 2D (BasinMod) de una sección analizándose la distribución, madurez y evolución de los gases.

En el periodo 2003 al 2005 se llevó a cabo el proyecto Regional de Caracterización de los Sistemas Petrolíferos de las cuencas de México, basado en análisis de alta resolución de aceites, gases y condensados, realizado entre el personal especialista en Geoquímica de PEMEX y el consorcio de empresas, entre las cuales se incluye Diavaz, Oceansat, PEG, Biomarker Technology, IES, Analytical Solutions y HRT. Se obtuvieron importantes resultados analíticos que contribuyeron al entendimiento de los subsistemas generadores de la cuenca, así como la genética de los hidrocarburos. Se identificaron tres familias de gases: una familia de gas termogénico de baja madurez no fraccionado por migración, otra familia de gas termogénico de alta madurez muy evolucionado y fraccionado por migración, y una tercera familia de gas biogénico. A partir del 2006 se lleva a cabo con recursos propios los estudios de Sistemas Petroleros de la Cuenca de Veracruz.

1.7. Métodos: Tipo de muestras e instrumentación

Para la realización del presente estudio se integró un programa de campo con muestreo sistemático de gas en pozos estratégicos, tratando de cubrir toda el área productora tanto geográfica como estratigráficamente, considerándose análisis de pozos en desarrollo y los nuevos pozos exploratorios en operación, cuyas profundidades oscilan entre los 1200 y 3500m.

Es importante mencionar que por primera vez en la Cuenca de Veracruz se tomaron muestras de gas de algunos pozos aprovechando las manifestaciones

de gas durante su perforación, que inmediatamente fueron enviadas para su análisis de cromatografía y espectrometría de masas (isotopía), obteniendo resultados oportunamente antes de terminar de perforar el pozo. Esto es muy importante, ya que se participa activamente apoyando la toma de decisiones, mediante el conocimiento oportuno del origen y características de los hidrocarburos esperados antes de que termine la perforación de éste.

Para los estudios de interpretación geoquímica es muy importante obtener el dato ya que en ocasiones, por diferentes circunstancias, no es posible recuperar posteriormente las muestras de gas (invadidos de agua, baja presión, accidente mecánico, etc.). Lo anterior se logró con el apoyo de un separador de fluidos adaptado a las condiciones mecánicas del pozo en la cual es conectado el cilindro o bala (Fig. 1.3), asimismo de manera más práctica se muestreó en vacutainer o tubo al vacío (Fig. 1.3), las cuales serán descritas más adelante. Ambas técnicas son recomendables, el empleo de cilindros o *vacutainer* dependerá de las condiciones mecánicas y presiones del pozo, por ejemplo en pozos de baja presión y de desarrollo es mejor utilizar el vacutainer, en pozos exploratorios en operación con altas presiones es mejor utilizar los cilindros.



Fig. 1.3.a - Muestreo realizado en vacutainer o tubo al vacío y cilindro de acero o bala adaptado a las condiciones mecánicas del pozo

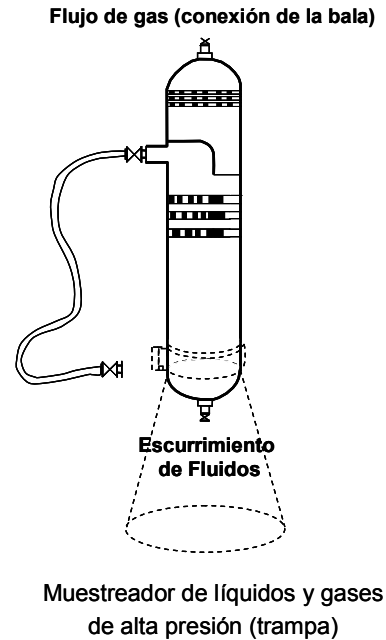


Fig. 1.3.b. Muestreo realizado en cilindros o balas y con el apoyo de un separador de fluidos (Muestreador o trampa) adaptado a las condiciones mecánicas del pozo

El trabajo de campo para el muestreo de gas consistió de la elaboración previa de un programa analizando los diferentes intervalos productores de cada pozo, con un plan de recorrido de acuerdo con la ubicación de los pozos por muestrear en coordinación con el personal de la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos, por tener ellos el conocimiento de la operación y mantenimiento de los pozos productores. Posteriormente se hace el trabajo de logística y se prepara el equipo y material necesario para el muestreo (trampa separadora de líquidos, herramienta, manómetro, guantes de látex, anteojos, etiquetas, marcadores, cinta de teflón, cinta adhesiva, libreta de campo, etc.), dependiendo del tipo de muestreo (bala, tubo al vacío, etc.).

Para el desarrollo de este estudio, la gran mayoría de las muestras de gas fueron obtenidas en pozos productores ya conectados a producción. Sin embargo, por necesidades de la operación de pozos, así como para la evaluación y desarrollo del yacimiento, éstas son tomadas de pozos en operación durante las pruebas de producción y medición, tanto en cilindro (bala) como en vacutainer (tubo al vacío). Después, inmediatamente son enviadas para su análisis de cromatografía e

isotopía. A continuación se describirá el procedimiento para el muestreo del gas (descrito por Galindo y Vázquez 2000).

MUESTREO DEL GAS CON VACUTAINER (TUBO AL VACÍO)

A.- Localiza la válvula donde será colectada la muestra de gas.

a)- Cabeza del pozo (foto b)

b)- Línea de gas (foto a)

c)- Separador (foto b)

Nota: Deberá tener cuidado con la alta presión, gas tóxico y peligro de incendio.

B).- Pruebe la válvula abriendo y permitiendo el flujo de gas por 5-10 segundos, esto limpiará la válvula de aceite, agua y partículas sólidas. No abra la válvula de muestreo demasiado

C.- Monte el equipo como se muestra en la Fig. 1.3.a y b

D- Con el empleo de la jeringa que se utiliza para la extracción sanguínea, coloque una punta de la aguja hacia el flujo de gas permitiendo que el flujo pase a través de ésta por 10 segundos, esto permitirá purgar y drenar la línea de aire, sobre la otra punta de la aguja inserte el tubo al vacío durante 50 a 60 segundos permitiendo el llenado de ésta y se retira.

E- Etiquete cada contenedor o tubo y registre el muestreo, así como los datos del pozo y del yacimiento en las hojas del anexo o libreta de campo.

MUESTREO EN CILINDROS DE ACERO (BALAS)

Con el apoyo del personal capacitado en el conocimiento de la instalación mecánica y operativa del pozo (Coordinación de Transporte y Distribución de

Hidrocarburos y/o Perforación), se determina el punto donde se pueda conectar la trampa (si es necesario) y/o el cilindro. Una vez instalada ésta, se procede a la toma de la muestra, vigilando que las presiones estén en el rango de seguridad para el trabajo. Esta actividad deberá ser solicitada y realizada por el personal arriba mencionado y supervisada necesariamente, por el personal de Exploración de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Hacer fluir el gas por la trampa y verificar la separación de fluidos, purgando la misma.
- Conectado el cilindro o bala, se abre la válvula de admisión y la de salida para dejar fluir el hidrocarburo y limpie el cilindro.
- Lectura y registro de la presión de llenado (con un manómetro) y la hora de toma de la muestra.
- Se cierra la válvula de salida y se espera un tiempo que de acuerdo con la presión varía de 1 a 2 minutos, esto para un mejor empaque de la muestra en el cilindro.
- Si se requiere comprobar que la bala realmente capturó el gas, la única manera es, sin desconectar la bala del pozo, se cierra la válvula de entrada y se abre la de salida y se deja escapar el gas recuperado, comprobando así la recuperación de ésta. Luego entonces se repite la operación para el llenado.
- Se cierran las válvulas primero de salida luego la de entrada (en dirección a la boca del pozo), se desconecta y se sellan las bocas de cada válvula con tapones usando teflón para un sellado hermético.

Etiquete y empaque el cilindro. Enviar éste lo antes posible al laboratorio respectivo para su análisis.

Para el presente estudio se integraran los análisis de los diferentes proyectos isotópicos de gas (PEMEX-CHEVRON, AMOCO, DIAVAZ, IMP), colectados en vacutainer y cilindros de los pozos de la Cuenca de Veracruz, siendo un total de 175 pozos con 326 muestras, de las cuales se tenían 191 análisis y 135 muestras fueron colectadas para este estudio (Fig. 1.4). Los análisis se realizaron con la técnica acoplada de cromatografía de gases/combustión/ espectrometría de masas de isótopos de carbono de flujo continuo (GC-C-IRMS) para determinar la

composición molecular (C1-C5) y el contenido isotópico de carbono en los compuestos individuales, tanto en el Instituto Mexicano del Petróleo, como en las compañías Global Geochemistry Corp., Corelab y Geochemical Solutions, para establecer una comparación y validación de resultados de los diferentes laboratorios, integrando su interpretación analítica.

Relación del muestreo de gas		
EDAD/PLAYS	POZOS	No MUESTRAS
Γ. Plioceno Inf	25	43
Γ. Mioceno Sup	63	108
Γ. Mioceno Med	23	43
Γ. Mioceno Inf	7	14
Γ. Eoceno Medio	3	6
K.S. Br. Mendez	5	11
K.S. Br. Guzmanla	16	38
K.S. Br. San Felipe	20	46
K.M. Orizaba	13	17
Total	175	326

Fig. 1.4. Tabla resumen del número de muestras analizadas para este estudio

2. MARCO GEOLÓGICO-PETROLERO DE LA CUENCA DE VERACRUZ

2.1. Marco Geológico Regional

La historia geológica de la cuenca de Veracruz comprende los eventos siguientes: Rifting (Jurásico), Margen Pasivo (Cretácico Temprano), Orogenia Laramide (Cretácico Tardío-Eoceno), y Subsistencia post orogenia y deformación rotacional (Oligoceno-Mioceno). La Cuenca está caracterizada por 2 elementos separados por un sistema de fallas inversas regionales NW – SE: la plataforma Mesozoica de Córdoba en el Oeste, donde han sido descubiertos 13 campos de aceite con gas asociado y gas seco. El segundo elemento es la Cuenca Terciaria de Veracruz hacia el Este con 12 campos de gas y condensado, localizados principalmente en areniscas del Mioceno y Plioceno Inferior (Fig. 2.1).

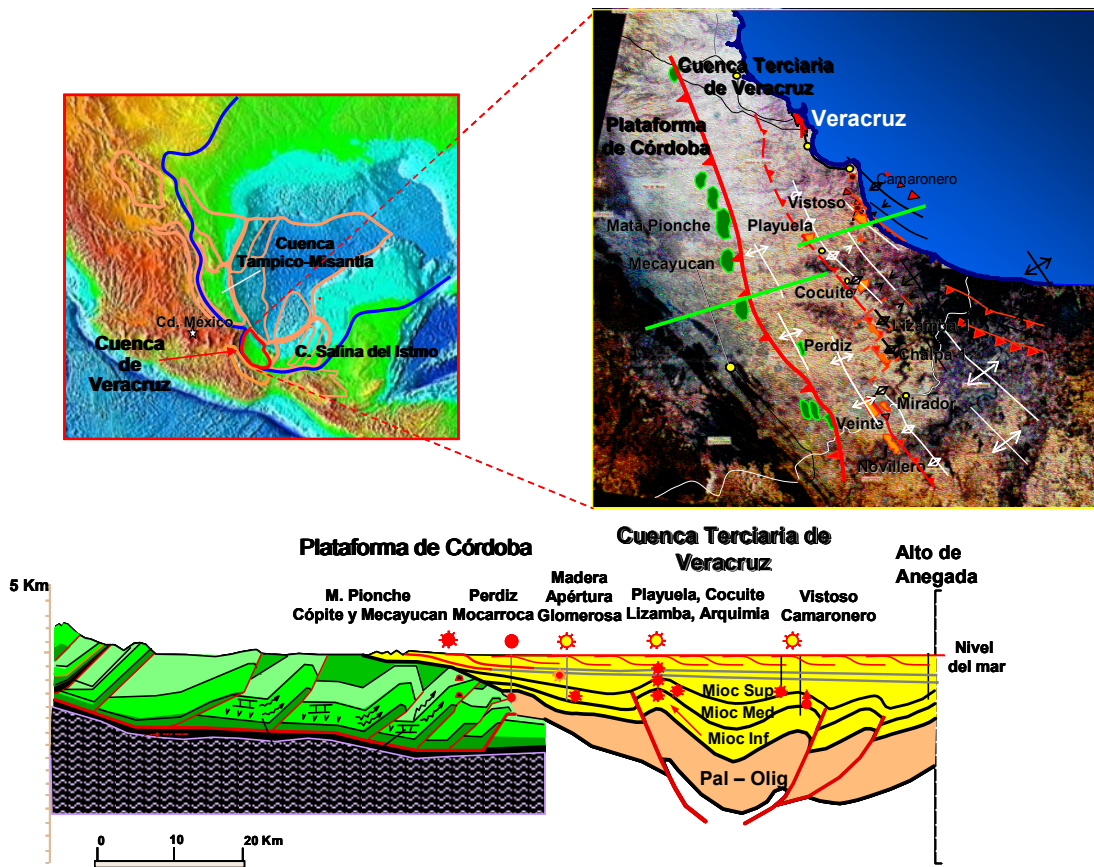


Fig. 2.1. Mapa estructural y sección esquemática de la cuenca de Veracruz

La estratigrafía del área de estudio inicia a partir del Jurásico, resultado de procesos relacionados a ciclos relativos a nivel del mar y/o pulsos tectónicos. Durante el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas y cuencas asociadas que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales durante el Mesozoico. Dentro de estos dominios se encuentra actualmente el área de estudio, conformada por el Frente Tectónico Sepultado (Plataforma Mesozoica de Córdoba) y la Cuenca Terciaria de Veracruz (Antefosa de Veracruz), divididas por un sistema de fallas regionales inversas NW-SE.

La cuenca Terciaria de Veracruz (CTV) es una cuenca tipo antepaís, con una columna sedimentaria de más de 9000m de espesor. Ésta comenzó a rellenarse en el Paleoceno (Prost y Aranda, 2001) y continúa hasta el presente. Los sedimentos son turbiditas y flujos de detritos depositados en el talud y piso de cuenca. Presenta varias discordancias significativas y consiste de lutitas, areniscas y conglomerados depositados mayormente en un ambiente batial (Cruz Helú *et al*, 1977). La producción de gas seco y condensado se encuentra almacenada principalmente en trampas de tipo estratigráfico con componentes estructurales.

Debido a su importancia económica, la Cuenca Terciaria de Veracruz ha sido estudiada principalmente en su porción norte y específicamente en el rango de edades del Mioceno al Plioceno. Del análisis estratigráfico han sido definidas 12 secuencias, 5 de las cuales son productoras de gas (Fig. 2. 2). Para cada campo se han generado modelos sedimentarios de la cuenca. Estos fueron usados como base para definir el modelo sedimentario regional.

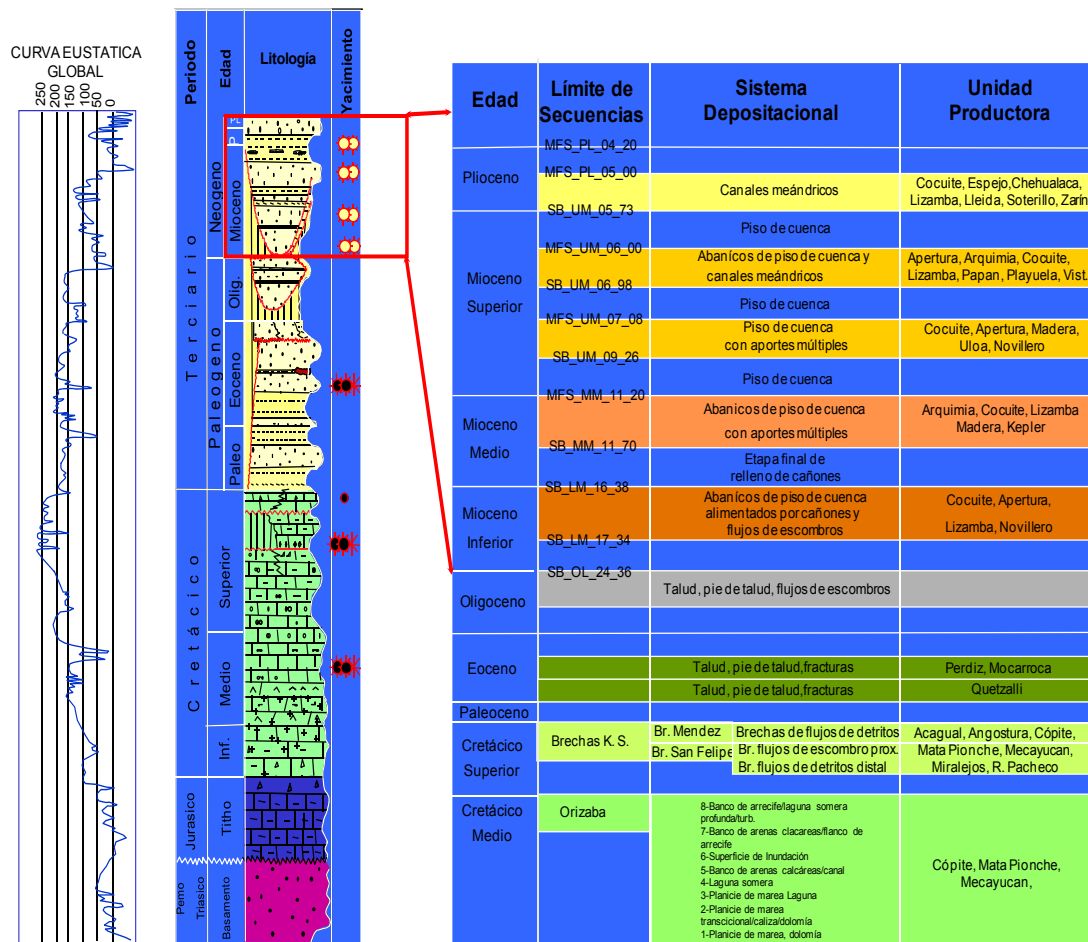


Fig. 2.2. Sistemas deposicionales de Plays productores en la cuenca de Veracruz

Con los mapas de anomalías sísmicas se muestran los sistemas de depósito en la cuenca. Con el desarrollo de cañones en la porción oeste, está claramente definido que los sedimentos pasaron a través de estos y posteriormente fueron depositados desde las zonas altas del cañón hacia el centro de la cuenca (Guzmán *et al.*, 1980, *in* Martínez *et al.*, 2005). Este escenario está caracterizado por el desarrollo de abanicos submarinos en el pie del talud con estos sedimentos predominantemente conglomerados (Fig. 2.3).

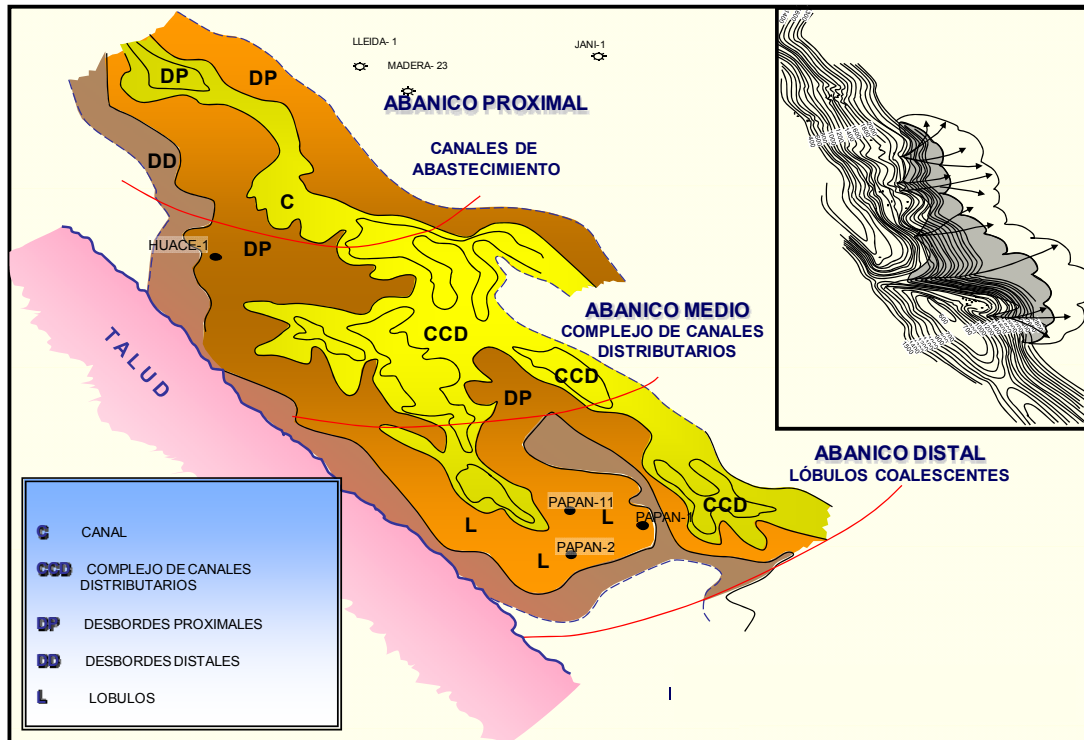


Fig. 2.3. Modelo de facies sedimentarias representativas de los principales flujos de sedimentación del Mioceno en la cuenca Terciaria de Veracruz (Tomado de Martínez M. 2005)

2.2. Estratigrafía y secuencias sedimentarias terrígenas y su relación con el gas

Secuencia M I -16.38 (Mioceno Inferior)

El rango de edad establecido para esta secuencia es de 11.7 a 16.38 Ma y representa la etapa final de relleno de los cañones del Mioceno Inferior, donde posiblemente los cañones están relativamente activos y son las principales formas a través de los cuales los sedimentos entran a la cuenca. Sobre estas condiciones los abanicos se están haciendo presentes en las pendientes en la desembocadura de los cañones. En la parte central de la cuenca, algunos cañones se extienden dentro de esta formando grandes abanicos en su desembocadura y sistemas de canales rellenan los cañones (Fig. 2.4).

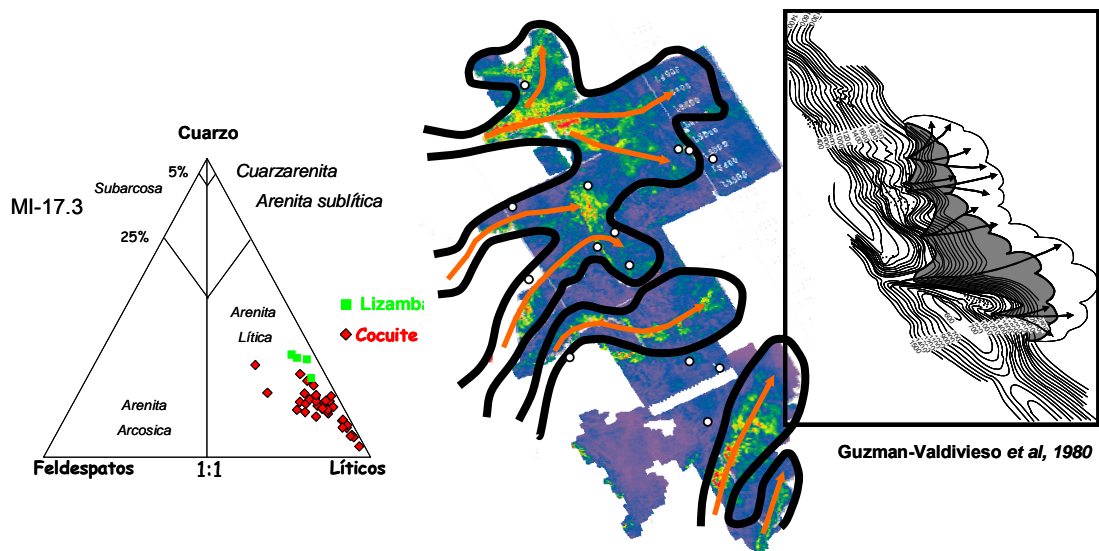


Fig. 2.4. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 16.38, cima del Mioceno Inferior formando cañones y abanicos submarinos, compuesta de litarenitas (Martínez, 2005)

La secuencia está formada por conglomerados con arenas intercaladas. Éstos contienen abundantes fragmentos de rocas calcáreas y metamórficas y cuarzo. Los conglomerados en su facies proximal contienen matriz arcillosa y en su facies distal contienen calcita y cemento silíceo. Los clastos están bien redondeados y su clasificación va de moderada a mala. Las muestras de esta secuencia fueron clasificadas como litarenitas y subclasificadas como filarenitas. Esto permite ver que para este periodo, la principal fuente viene de rocas metamórficas posiblemente de edad Permo-Triásico. Esta secuencia es productora de gas termogénico seco y condensado en los campos Apertura y Novillero a profundidades mayores a 2000 m.

Secuencia SB-MM-11.7 (Mioceno Medio)

Apoyado en las anomalías sísmicas, la distribución de esta secuencia se tiene cuando la formación del cañón prácticamente se detuvo y la contribución de los sedimentos cambió de dirección de oeste a noroeste. Los sedimentos vienen del oeste y formaron abanicos de pie de talud en la porción al Oriental y al NE (Fig. 2. 5), pero mientras tanto, más sedimentos llegan al centro de la cuenca, lo cual cambia la dirección formando abanicos de piso de cuenca y sistemas de canales

con dirección N-S. El suministro de detritos de cuarzo y feldespatos son las principales características de este periodo. Esto causa la presencia de 2 grupos de arenas: arenitas arcósicas y litarenitas, provenientes de arcos magmáticos y de orógenos reciclados de la Sierra de Juárez y el Cinturón Volcánico Transmexicano (Martínez, *et al.*, 2005). Esta secuencia es productora de mezcla de gas bio-termoquímico seco y condensado en los campos Arquimia, Cocuite y Lizamba.

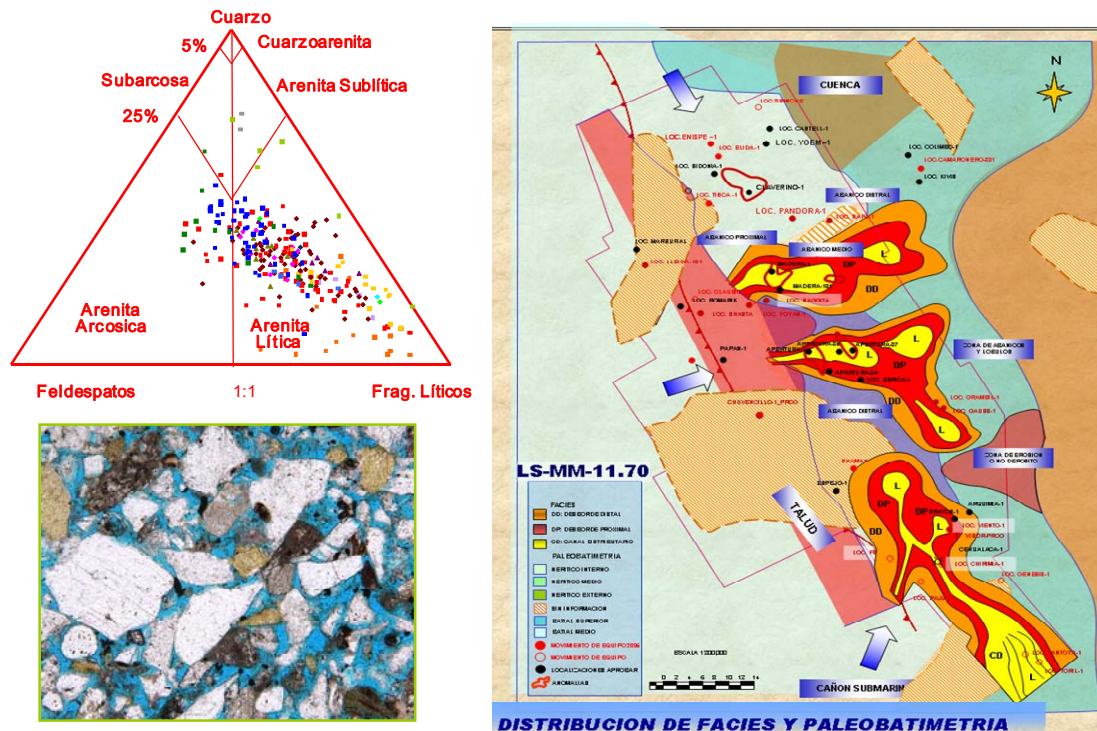


Fig. 2.5. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 11.70 cima del Mioceno Medio, formando un sistema de abanico-lóbulos, compuesta de arenitas lítica y arcósica (Martínez *et al.*, 2005).

Secuencia SB-UM-9.26 (Mioceno Superior)

Ésta se forma cuando desaparecen los sedimentos provenientes del oeste, comienza un dominio de contribución de sedimentos provenientes del NW, formando abanicos de piso de cuenca con una distribución lateral muy amplia. Formó abanicos de piso de cuenca en la porción NW de la cuenca, construidas por una combinación de canales anastomosados y lóbulos (Fig. 2.6). Las arenas

depositadas para este tiempo muestran una relativa abundancia de feldespatos y cuarzo y disminuyen los fragmentos de cuarzo. Debido a esto, su clasificación es en la transición de litarenitas y arcósa lítica, cambiando hacia las litarenitas. Las litarenitas fueron subclasificadas en 2 principales grupos: volcanoarenitas y filarenitas (originadas de la actividad volcánica en el Mioceno Temprano, Jacobo A. 1997). El tamaño de las arenas varía de medio a grueso y están moderadamente clasificadas y de forma subangular. Es productora de gas seco bio-termoquímico en los campos Apertura, Cocuite, Ulloa, Madera y Novillero, cuyas profundidades oscilan alrededor de los 2000m

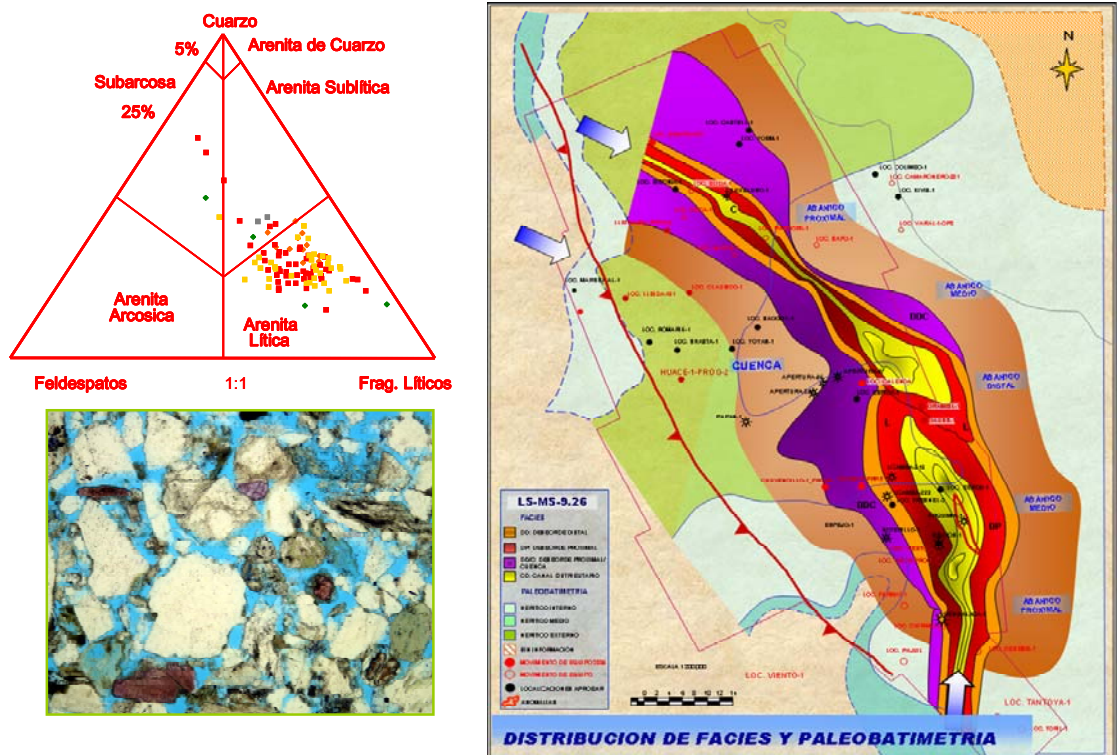


Fig. 2.6. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 9.26 cima Mioceno Superior, formando un sistema de abanicos, constituida por litarenitas (Martinez *et al.*, 2005).

Secuencia SB-UM-6.98 (Mioceno Superior)

Su distribución se forma con la contribución de sedimentos que provienen del NW debido a lo cual, un gran abanico de piso de cuenca es formado en la porción NW de la cuenca. Este abanico fue construido por una combinación de canales anastomosados y lóbulos (Fig. 2.7). Las muestras de esta secuencia fueron

clasificadas como litarenitas, la cual presenta una mezcla de fragmentos de rocas sedimentarias (calizas) y fragmentos de rocas volcánicas en una porción de 1 a 1. Debido a esto, 2 subclasificaciones están presentes: volcanoarenitas y sedarenitas, provenientes de arcos magmáticos del cinturón volcánico Transmexicano y el centro volcánico de Anegada (Martínez *et al.*, 2005). Además, un grupo de arenas están presentes, el cual tiene una mezcla de feldespato y fragmentos de roca. Esta representa una transición entre litarenitas puras y arcosa lítica, muy pocas muestras han sido clasificadas como arcosa lítica, el tamaño de estas arenas varía de grano fino a medio y están muy bien clasificadas con una redondez, que va de subangular a subarredondada. Ésta es una de las secuencias más importante en cuanto a producción de gas seco biotermoquímico; produce en los campos Apertura, Arquimia, Cocuite, Playuela, Lizamba y Vistoso. Las profundidades de estos yacimientos se encuentran alrededor de 2000 m.

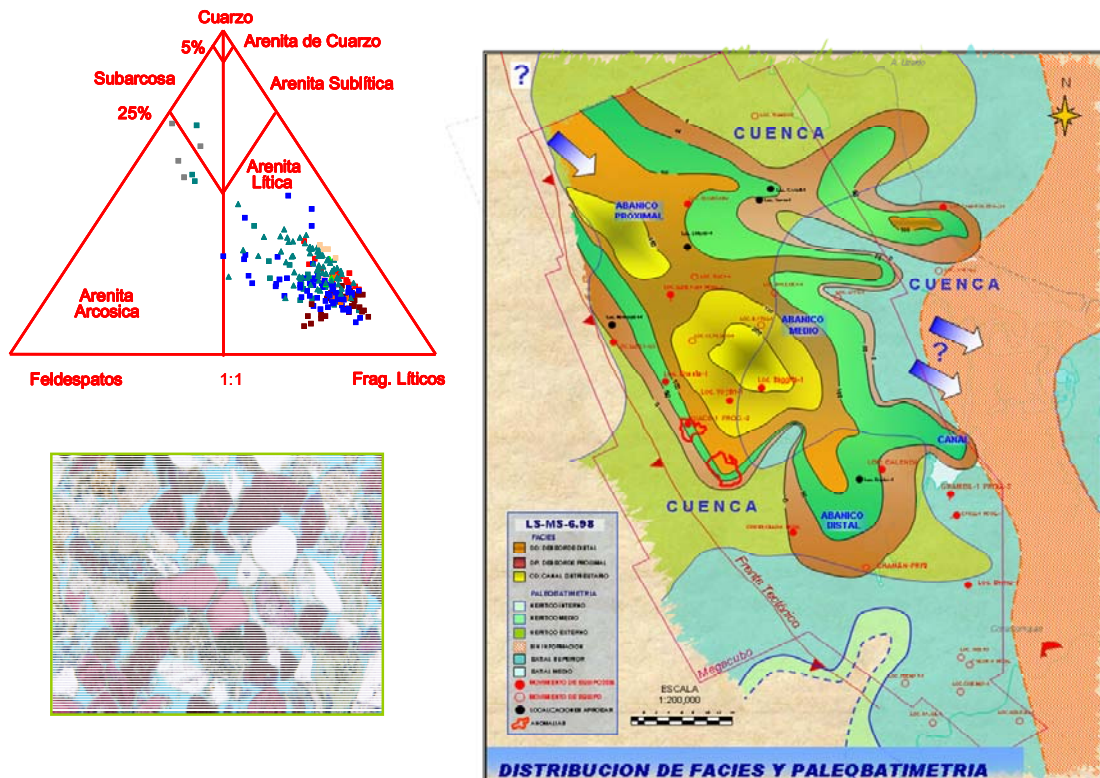


Fig. 2.7. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 6.98, Mioceno Superior, formando un sistema de abanicos, constituida por litarenitas (Tomado de Martínez *et al.*, 2005)

Secuencia SB-UM-5.73 (Plioceno Inferior)

Esta secuencia es formada cuando continúa la contribución de sedimentos provenientes del NW pero en condiciones progradacionales, formando un gran abanico compuesto por canales meándricos y lóbulos someros (Fig. 2.8). Las arenas de esta secuencia han sido clasificadas como litarenitas que presentan 3 tipos de rocas: 1) fragmentos de rocas sedimentarias: dolomitas y calizas (sedarenitas), 2) fragmentos de rocas volcánicas de tipo extrusivo intermedia (volcanoarenitas), y 3) fragmentos de rocas metamórficas. El tamaño de estas arenas varía de medio a muy fino y van de moderada a bien clasificadas, con una redondez que va de subangular a subredondada. Esta secuencia es productora de gas seco dulce en los campos Papan, Lizamba, Cocuite, Playuela, Espejo, Lleida, Soterillo y Zarín. Genéticamente se considera que más del 60 % es de origen biogénico y se encuentra a profundidades que varían de entre 1500 y 2000 m.

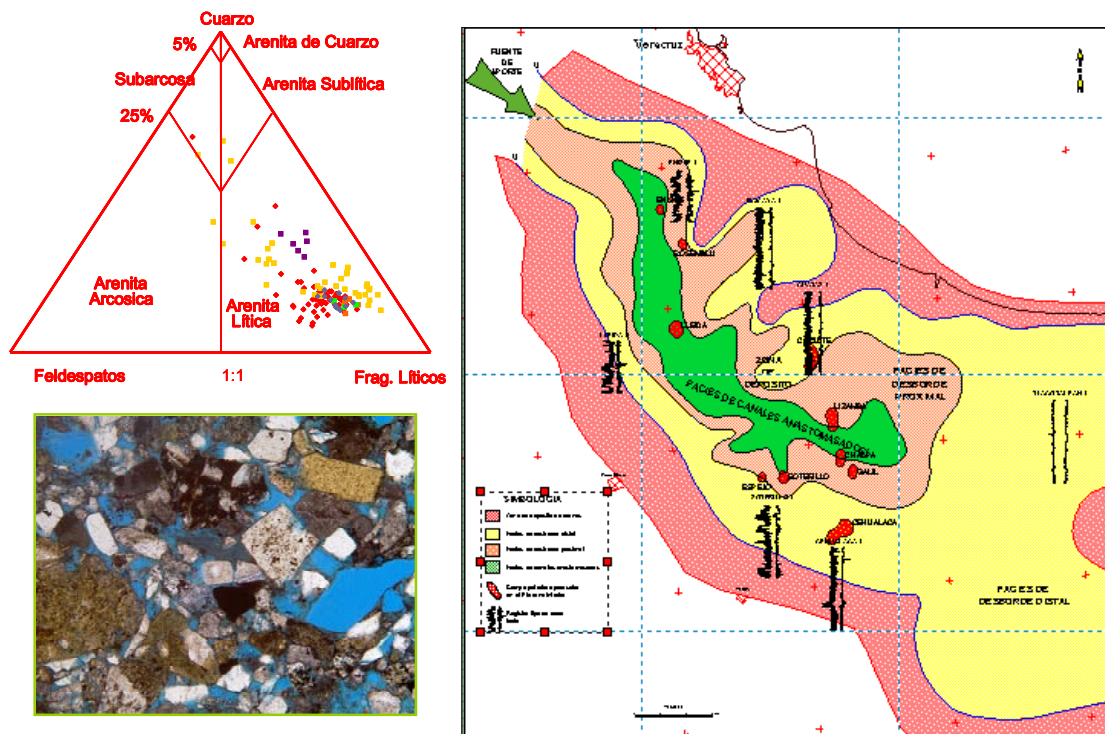


Fig. 2.8. Distribución de las facies sedimentarias para la secuencia 5.73, Plioceno Inferior, formando un gran abanico, compuesto por canales meándricos y lóbulos someros constituida de litarenitas (Martínez *et al.*, 2005 y Ruiz, *et al.*, 2006).

2.3. Geología Estructural y estilos estructurales relacionados a las trampas de gas

La evolución tectónica del área de la Cuenca de Veracruz comienza en el Jurásico Tardío con la apertura del Golfo de México, en donde actuaron fallas transcurrentes, a partir de las cuales el Bloque Yucatán fue desplazado (Fig. 2.9). Durante el Cretácico Temprano, el área permaneció como un margen pasivo, desarrollándose hacia el occidente una plataforma carbonatada (Plataforma de Córdoba) (Fig. 2.10). Con los eventos compresivos laramídicos (Paleoceno-Eoceno Medio) comenzó la formación de taludes inestables al oeste de la cuenca, asimismo una sedimentación intermitente de clásticos de talud y pie de talud (flujo de escombros), formando así una cuenca tipo “foreland” (antepais), desarrollándose a lo largo del margen oriental del cinturón cabalgado.

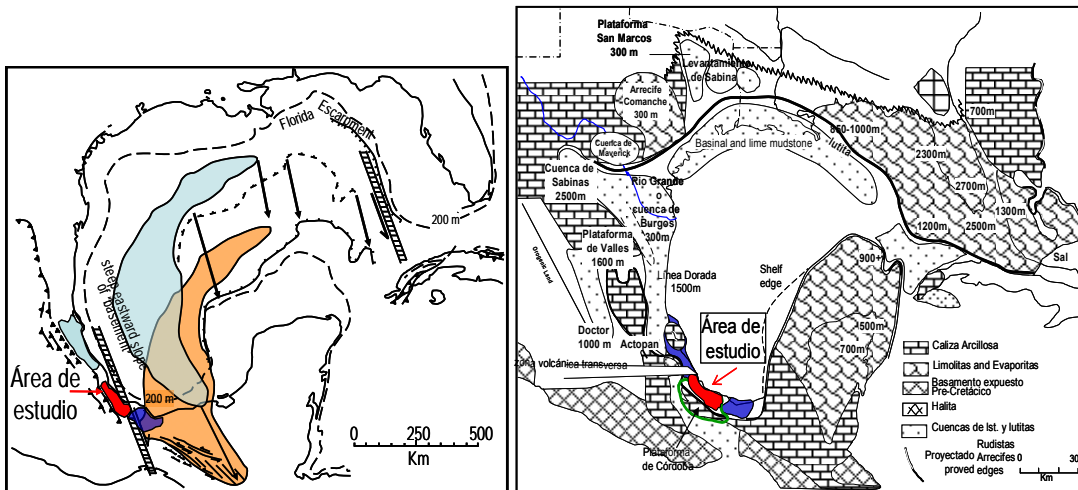


Fig. 2.9. Fallas transcurrentes relacionadas con el desplazamiento del bloque Yucatán y la apertura del Golfo de México para el Jurásico Superior.

Fig. 2.10. Porción del área de estudio dentro del marco de la plataforma carbonatada bordeando el Golfo de México para el Cretácico Temprano (Modificada de Salvador, 1987)

Al continuar los esfuerzos compresivos sobre la plataforma de Córdoba durante el Eoceno-Oligoceno, se desarrolla un alineamiento de cabalgamiento, generando una mayor subsidencia de la cuenca a través de fallas normales. Para este tiempo la sedimentación continúa con flujos de escombros sobre el talud y pie de talud, cuya principal fuente de aporte provenía de rocas carbonatadas Cretácicas Temprano. El levantamiento gradual de la cuenca inicia durante el Mioceno Inferior y alcanza su mayor desarrollo a finales del Mioceno Medio (Fig. 2.11).

Este levantamiento es reflejado por dos sistemas de fallas inversas, el primero corresponde al sistema NW-SE Víbora-Novillero (VN), basado en una estructura “en echelon”, el segundo sistema está formado por los Altos de los Tuxtlas-Anegada, los cuales posiblemente corresponden a la actual expresión de la Falla Transformante del Oeste de la cuenca (Prost y Aranda, 2001).

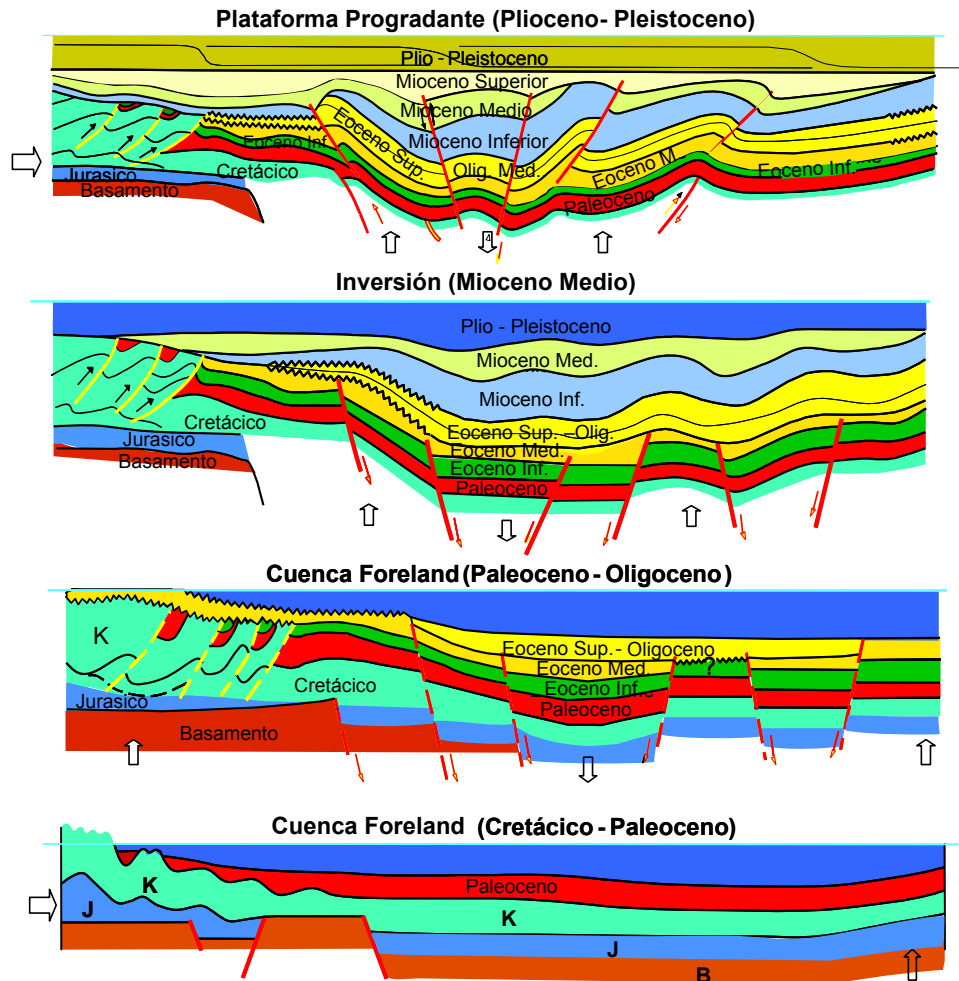


Fig. 2.11. Evolución Tectónica Estructural de la cuenca Terciaria de Veracruz

Para el Mioceno Tardío, cesa el levantamiento y esta porción de la cuenca es colmatada por medio de una secuencia progradante de plataforma (Martinez, *et al.*, 2005). Durante el Mioceno ocurren cambios en la composición y fuentes de aporte de los sedimentos, cambiando de carbonatados (Pre-Mioceno) a mezclas carbonatadas y siliciclásticos en el Mioceno Inferior y finalmente a siliciclásticos del Mioceno Medio al Plioceno.

Los diferentes eventos tectónicos y estructurales a la que ha estado sujeta la cuenca de Veracruz fueron determinantes para obtener las variantes en los tipos de gases, estos eventos dieron origen a la Cuenca Terciaria de Veracruz de tipo Foreland o de margen pasivo la cual estuvo sujeta primero a los eventos Laramídicos durante el Eoceno Tardío, durante el Mioceno Tardío a la Orogenia Chiapaneca, todo esto causó como consecuencia una serie de eventos compresivos, distensivos, levantamientos y sepultamientos, fallas inversas, normales y discordancias que generaron eventos subsecuentes a la generación de los hidrocarburos tales como maduración y sobremaduración de la materia orgánica y de los hidrocarburos; migración y remigración de estos en diferentes etapas, segregación, biodegradación, oxidación y fraccionamiento de los gases térmicos, los cuales delimitaron las diferentes familias de gases en la cuenca. Finalmente durante el Mioceno y Plioceno se crearon condiciones geológicas favorables para la proliferación de bacterias que generan el gas biogénico que actualmente son explotados en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

En recientes estudios seis dominios estructurales principales han sido reconocidos. Éstas incluyen los plays más importantes del Cretácico Medio – Superior y Neógeno en la Cuenca de Veracruz. Éstas son definidas por su estilo estructural, cinemática y procesos de deformación (Fig. 2.12).

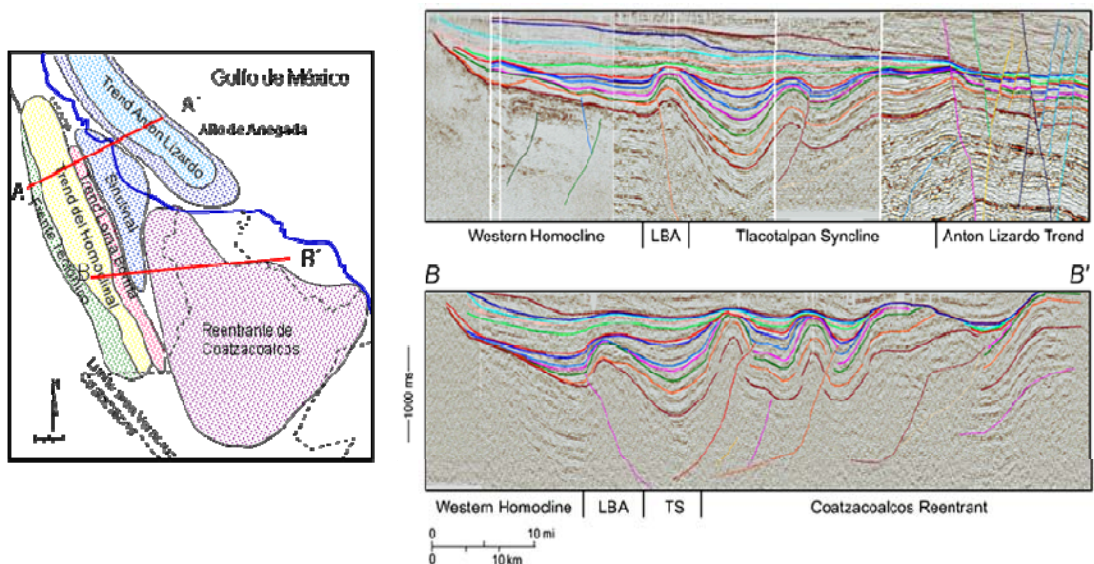


Fig. 2.12 Mapa de los seis dominios estructurales de la Cuenca de Veracruz. (Homoclinal Oeste, Trend de Loma Bonita y Sinclinal de Tlacotalpan). PEMEX - BEG, 2001

1. Frente Tectónico Sepultado. Este dominio estructural está caracterizado por una serie de fallas de empuje y pliegues asociados que forman anticlinales con cierre contra falla, que subyacen a la secuencia de sedimentos terrígenos con un ligero buzamiento hacia el noroeste, conformando el flanco oeste de la Cuenca Terciaria de Veracruz. Los perfiles sísmicos 2D y 3D e información de pozos, han revelado que este frente está formado por al menos tres estructuras escamadas con vergencia hacia el NE, donde la base del Cretácico Inferior funciona como superficie de despegue. La transición entre este frente tectónico y la Cuenca Terciaria de Veracruz no ha sido estudiada a detalle, pero en algunas secciones, pueden observarse antiformas probablemente relacionadas a una estructura duplex (PEMEX-BEG, 2001).

2. Homoclinal Oeste. Esta es una depresión entre el frente tectónico sepultado y el Alto de Loma Bonita. Su formación comienza en el Mioceno Medio y continúa hasta el Mioceno Tardío – Plioceno. Consiste de amplios pliegues con sus ejes principales orientados N-S, formados en rocas del Paleoceno – Eoceno (Anticlinal de Perdiz y sus respectivos sinclinales Apertura – Madera), se observan con cierre al oriente por fallas inversas con vergencia al oeste del eje anticlinal formando un homoclinal en el Mioceno Superior-Plioceno con una orientación NW-SE (ej. Apertura Somero).

3. Trend de Loma Bonita. Es uno de los más importantes trends estructurales en la Cuenca de Veracruz, está dominado por efectos compresivos e involucra un sistema de fallas inversas, relacionadas al trend Víbora – Novillero (VN). La estructura tiene una dirección al W; opuesta al de las estructuras del frente tectónico sepultado al E y SE. Los campos productores más importantes están relacionados a este trend estructural. Estratigráficamente éste tuvo una fuerte influencia en la sedimentación del terciario. Primeramente, actuó como una extensión y emplazamiento para el pre-Mioceno; después como límite entre el homoclinal Oeste y el sinclinal E y finalmente, como un levantamiento marginal durante los efectos de inversión de la cuenca (PEMEX-BEG, 2001).

4. Sinclinal de Tlacotalpan. Esta es un área definida como un bajo estructural entre el trend de Loma Bonita y el Alto de Anegada. Esta estructura actuó como una subcuenca relacionada en el Mioceno Medio Tardío y Mioceno Tardío. Sin embargo, no se considera como un trend potencial de plays, sino como una fuente importante de generación de hidrocarburos asociada a trampas combinadas relacionadas a estructuras vecinas, en donde el Mioceno Superior se adelgaza.

5. Alineamiento Antón Lizardo. Corresponde con un amplio anticlinal que se sobrepone al Alto de Anegada. Está afectado por una serie de bloques limitados por fallamiento normal y por rocas volcánicas submarinas, con edades de 7 Ma. Dado que estas rocas yacen sobre un lineamiento de centros volcánicos activos (cinturón volcánico trans-Mexicano y Macizo de Los Tuxtlas), que han estado activos periódicamente desde el Mioceno, es probable que la montaña marina haya persistido en el margen de la cuenca desde entonces. La información sísmica sobre el lineamiento de Antón Lizardo indica que los espesores son constantes a través de fallas lístricas. El desarrollo tabular está presente en intervalos someros, lo cual implica que parte de la deformación es reciente y muy probablemente indicativa de cizallamiento. De acuerdo con la sección, fallas secundarias asociadas con fallas que alcanzan el basamento, parecen formarse en echelón en dirección NE – SW (Fig. 2.12).

6. Alto de Anegada. Este lineamiento está localizado en la zona marina y es considerado como una extensión de los Tuxtlas. Ambos elementos así como el lineamiento Antón Lizardo forman el margen oriental de la cuenca. Su expresión estructural ha sido relacionada a levantamientos por flexión cortical durante la evolución de la cuenca (PEMEX-BEG, 2001). La evidencia estratigráfica del alto está representada por estratos adelgazados del Mioceno Superior.

2.4. Distribución Geográfica y Estratigráfica de las muestras colectadas

Con el propósito de obtener muestras frescas y complementar los análisis previos, se realizó un programa de muestreo de aceite y gas de pozos

exploratorios en operación y de desarrollo. Este fue realizado en pozos estratégicos con el propósito de cubrir toda el área de los intervalos productores con anterioridad y de los encontrados recientemente a lo largo de la columna sedimentaria (Fig. 2.13). El recorrido de campo se realizó de acuerdo con la ubicación de los pozos por muestrear, entre el suscrito y la Cía. Analytical Solutions, en coordinación con el personal encargado de la operación y mantenimiento de los pozos productores. En esta ocasión el muestreo se realizó en vacutainer de acuerdo con el manual de procedimiento (Galindo y Vázquez, 2000), y posteriormente fueron enviadas a los laboratorios de Río de Janeiro, en Brasil, para sus análisis correspondientes con las técnicas geoquímicas de alta resolución (biomarcadores, diamantoides e isotopía del carbono).

Con el muestreo realizado se cubrieron todos los yacimientos, del Plioceno Inferior al Cretácico Medio, quedando la distribución de la siguiente manera: para el Plioceno Inferior se analizaron 43 muestras, Mioceno Superior 108, Mioceno medio 43, Mioceno Inferior 14, Eoceno medio 6, brechas del Cretácico Superior 95 y Cretácico Medio Orizaba 17, con un total de 214 muestras de 121 pozos en yacimientos Terciarios y 112 muestras de 54 pozos en yacimientos del Cretácico (Apéndice 1),.(Vázquez, 2005)

Con la interpretación de los análisis geoquímicos se obtuvo la distribución regional de las familias de gases a lo largo y ancho de la Cuenca de Veracruz, mostrando su distribución, tipo y calidad de los hidrocarburos, y cuya aplicación apoyó en la predicción de los hidrocarburos esperados en los estudios de plays y prospectos de la cuenca. La distribución de las muestras quedó de la siguiente manera.

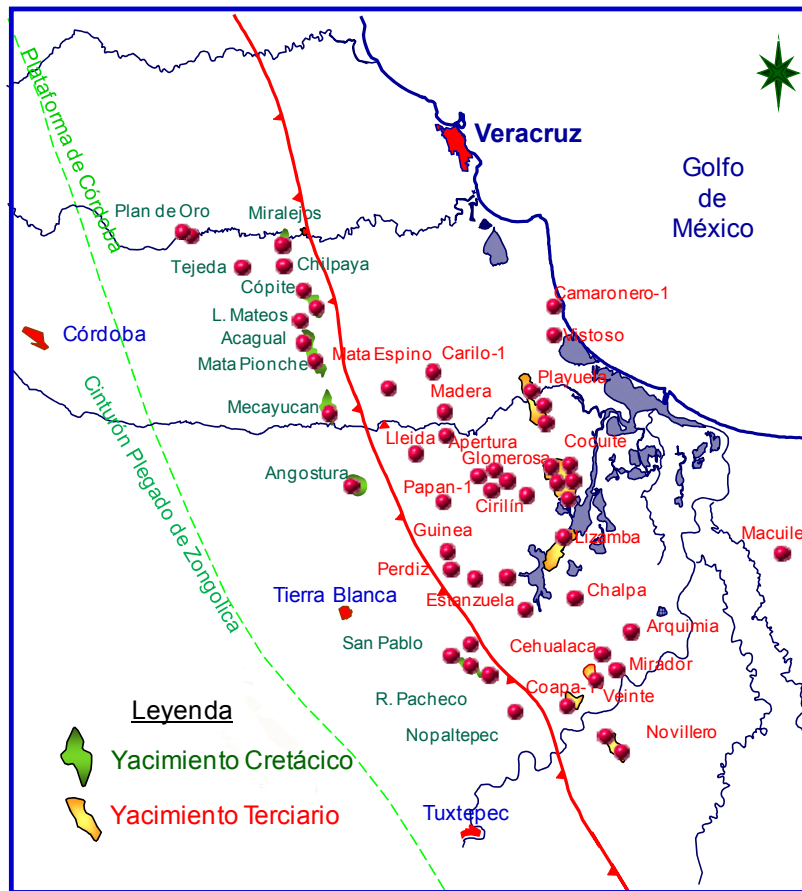


Fig. 2.13. Mapa de ubicación de muestras colectadas

2.5. Subsistemas generadores

Un sistema generador se define como el conjunto de rocas generadoras que como resultado de procesos químicos - termocinéticos de transformación del kerógeno, aportan hidrocarburos durante un período determinado (Magoon y Dow, 1994). Para que una roca generadora pase a ser un subsistema generador, ésta debe contener los tres elementos principales que son cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica (Fig. 2.14).

Las rocas generadoras mesozoicas ricas en materia orgánica se encuentran en las siguientes unidades estratigráficas: Jurásico Superior, Cretácico Inferior-medio y Cretácico Superior, las cuales contienen kerógeno tipo II precursor de aceite y gas (Vázquez, 2004). Su grado de transformación varía desde inmaduro a

sobremaduro, y las cuales generarían gas termogénico asociado y no asociados al aceite.

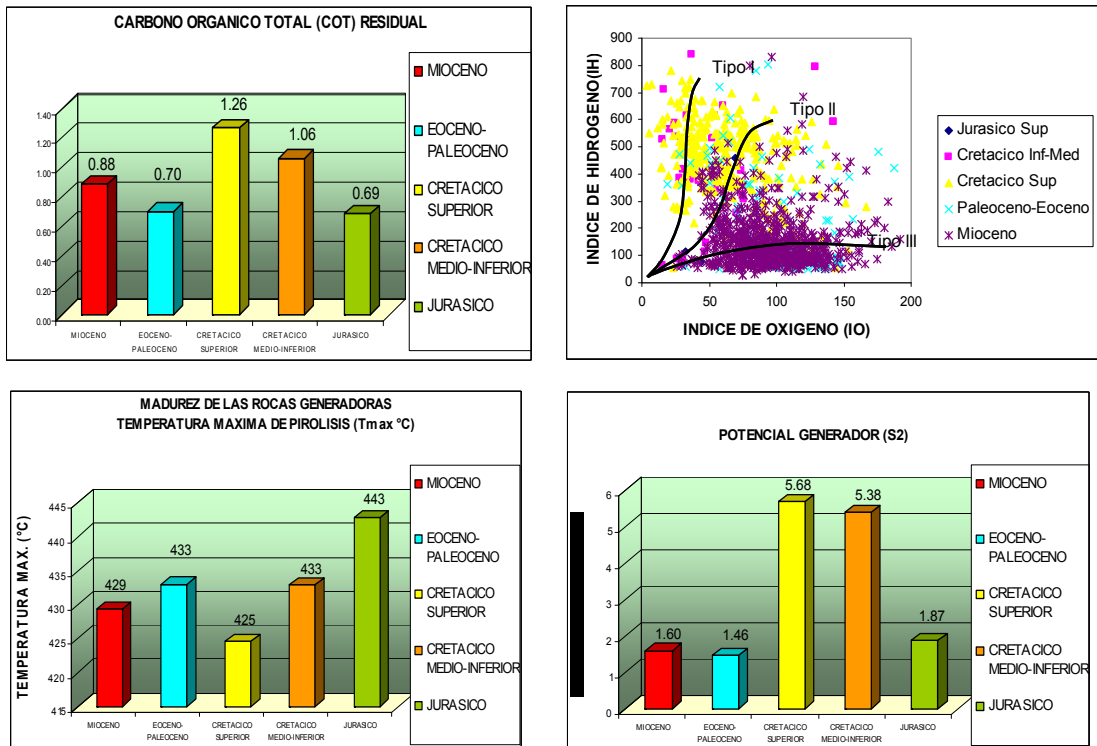


Fig. 2.14 Parámetros geoquímicos de Cantidad (COT, S2), Calidad (IH) y Madurez (Tmax) de los subsistemas generadores de la Cuenca de Veracruz

En las rocas del Terciario la distribución de la materia orgánica es casi uniforme pero pobre, el kerógeno es predominantemente de tipo II/III y III, precursor de gas y condensado, con niveles bajos de madurez. El análisis de las rocas del Paleógeno indica la generación de gas termogénico seco y las del Neógeno como generador de gas biogénico seco.

Basado en la información geológica- geoquímica y geofísica de la cuenca de Veracruz, a la fecha se tienen definidos 5 subsistemas generadores, los cuales serán descritos a continuación:

Subsistema Jurásico Superior

Las rocas generadoras del Jurásico Superior son lutitas negras carbonosas, alternando con calizas arcillo-arenosas y lutitas arenosas de color abigarrado, consideradas de ambiente de plataforma externa o cuenca con aporte de terrígenos. Las litofacies típicas de este ambiente son escasas en el área, únicamente se han cortado en el pozo Ixcatlán-1 y expuestas en la Sierra de Zongolica, formación Tepexilotla, teniendo un espesor neto generador promedio de 150 m. Las características geoquímicas son mostradas en Fig. 2.14, recordando que se trata de datos con potencial remanente y no el original.

Los análisis de biomarcadores en los aceites permitieron definir una familia Marina Carbonatada Siliciclástica de afinidad Tithoniano, por las relaciones isotópicas de Carbono 13 en los saturados y aromáticos de los extractos de roca del Jurásico Superior, y por las relaciones de terpanos y estéranos en los aceites.

Fue analizado en los pozos Estanzuela-1, Gloria-6, Miralejos-111, Novillero-14, Nácar-1, en la chapopotera "Tlacuilotecatl" (ubicada en el frente de la Sierra del mismo nombre) y recientemente en los pozos Perdiz-1, Mocarroca-1, Apertura-1 y Espejo-1, así como con hidrocarburos cretácicos mezclados en los yacimientos de los campos Mata Pionche y Mecayucan (Moldowan, *et al.*, 2005); asignándole edad Tithoniano.

A estas facies generadoras se les asigna con un nivel de certeza conocido, y se representa con el símbolo de admiración (!), ya que aunque en el área no se han cortado estas facies típicas, actualmente se le han realizado suficientes análisis de Biomarcadores de alta resolución (CSIAB-D), obteniendo buena correlación entre los hidrocarburos de la cuenca con las rocas de esta edad hacia el Sur del área en Coatzacoalcos y al Norte en la Cuenca Tampico-Misantla (Fig. 2.15).

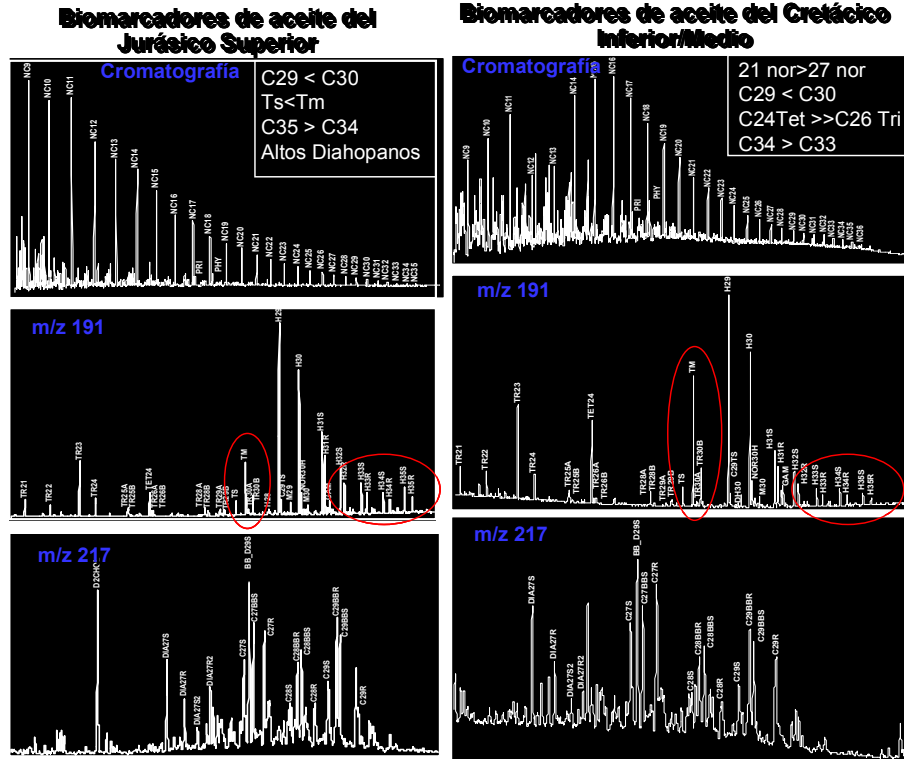


Fig. 2.15 Cromatogramas de Terpanos y Estéranos de aceites del Jurásico Superior y Cretácico Inferior-Medio de la Cuenca de Veracruz (PEMEX-DIAVAZ, 2005)

Subsistema Cretácico Inferior-Medio

Las rocas generadoras corresponden a facies carbonatadas evaporíticas y arcillo-calcáreas del Cretácico Inferior-Medio (Aptiano-Albiano y Cenomaniano Inferior, respectivamente), con un espesor neto generador probable de 130 m, contribuyendo a la carga de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Los análisis de pirólisis y petrografía orgánica arrojaron valores considerados de buenos a muy buenos generadores (Fig. 2.14), indicando para estas rocas un potencial generador bueno, con kerógeno tipo II precursor de aceite, con una transformación térmica que varía de madura a sobremadura, pudiéndose haber generado desde aceites pesados hasta gas seco.

Mediante los análisis de cromatografía de gases y espectrometría de masas (GC-MS), se determinó la composición molecular e isotópica de aceites (Campos

Angostura, Cópite, Mata Pionche y Mecayucan), definiendo la familia de aceites Marino Carbonatada Evaporítica (anóxica y subóxica), con las relaciones de $Pr/Fi < 1.0$, terpanos tri C23 < tetra C24, hopanos C34 > C35, estéranos tri-aromáticos C27 < C28, estéranos C29 $20S/20R = 0.8-0.9\%$ (Roe) (Fig. 2.15). Los análisis de extractos del Cretácico Inferior - Medio hacia la porción norte del área mostraron similitud molecular e isotópica que correlacionan con esta familia asignándole por lo tanto, el nivel de certeza conocido (!) para este subsistema petrolífero.

Subsistema Cretácico Superior

Estas facies generadoras están constituidas por mudstone café y oscuro, arcilloso, de aspecto moteado con pedernal café oscuro, con un espesor neto probable de 50 a 80 m. Los datos geoquímicos muestran valores muy buenos de riqueza orgánica aunque inmaduros, ver Fig. 2. 14, con un kerógeno tipo I/II y II generador principal de aceite. La información de biomarcadores en los extractos de roca indica un ambiente marino carbonatado anóxico, pero no existe correlación directa entre los extractos de esta roca con los aceites del área, sin embargo, se considera que está presente con una pequeña mezcla de ellos, considerándosele como una roca co-generadora de hidrocarburos. De igual manera por lo anterior señalado estas facies tienen nivel de certeza hipotético y es representado por este símbolo (.).

Subsistema Paleoceno-Eoceno

Este subsistema generador está constituido por una lutita café, ligeramente arenosa y calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca gris oscuro de grano fino en matriz arcillo – calcárea, con un espesor neto generador probable de 400m. La información geoquímica está mostrada en la Fig. 2.14, en la cual se observa kerógeno mixto II/III con un potencial generador regular y una transformación térmica que varía desde una madurez temprana hasta sobremadura, pudiendo haber generado principalmente gas termogénico y

condensado en el Terciario temprano. En los hidrocarburos condensados de los pozos Cocuite, Novillero y Apertura, se observa la presencia de pequeñas cantidades del biomarcador Oleanano de los hidrocarburos generados, el cual podría considerarse como un pequeño aporte de hidrocarburos de este origen. A estas facies por analogía con la Cuenca de Burgos, es considerada con un nivel de certeza hipotético (.)

Subsistema Mioceno

Constituido por lutita gris ligeramente arenosa y calcárea, con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino en matriz arcillo – calcárea con un espesor neto generador promedio de 600m. La información geoquímica muestra un kerógeno tipo III (Fig. 2.14) que en condiciones térmicas de madurez generarían gas seco, sin embargo, apoyado en los análisis isotópicos del gas se considera que este subsistema es el generador del gas bacterial, que se lleva a cabo a temperaturas menores de 60° C en ambientes con alta tasa de sedimentación (Rice y Claypool, 1981), generado y almacenado sincrónicamente en el Mioceno Superior – Plioceno (campos Cocuite, Vistoso, Playuela y Lizamba). Por la relación directa que existe entre la roca y el gas, estas facies son de nivel conocido (!).

2.6. Subsistema almacenador– entrapamiento

Definido como el conjunto de elementos geológicos que controlan la migración y acumulación de los hidrocarburos generados para su concentración en yacimientos (Fig. 2.16)

Para el área del Frente Tectónico Sepultado, la carga de hidrocarburos generada por los sistemas generadores mesozoicos, está entrapada en las formaciones Orizaba y Brechas, del Albiano – Cenomaniano y Campaniano –Maastrichtiano, respectivamente. La primera está constituida por una secuencia de calizas,

calizas biógenas dolomitizadas y dolomías de ambiente de plataforma interna, dentro de un sistema de depósito de banco de arenas calcáreas, planicies de mareas y laguna somera principalmente, con porosidades que varían de 8 a 10%, favorecida por procesos diagenéticos y fracturamiento, llamada formación Orizaba. La producción es de aceite y gas termogénico asociado. El segundo es una brecha constituida por fragmentos de caliza y restos biógenos cementados en matriz arcillo-carbonatada, formada como producto de la exposición aérea y erosión de la plataforma, los depósitos de las “Brechas” San Felipe fueron sobre el talud y pie de talud, como flujos de detritos tanto distal como proximal. La litología consiste de una serie de conglomerados y/o brechas soportadas por granos y matriz depositados como flujos de escombros. El yacimiento de esta unidad litológica es del tipo fracturado con porosidad en matriz de 4 a 6 %, con producción de aceite, gas termogénico asociado a condensado, gas no asociado, así como de origen mixto (bio-termogénico).

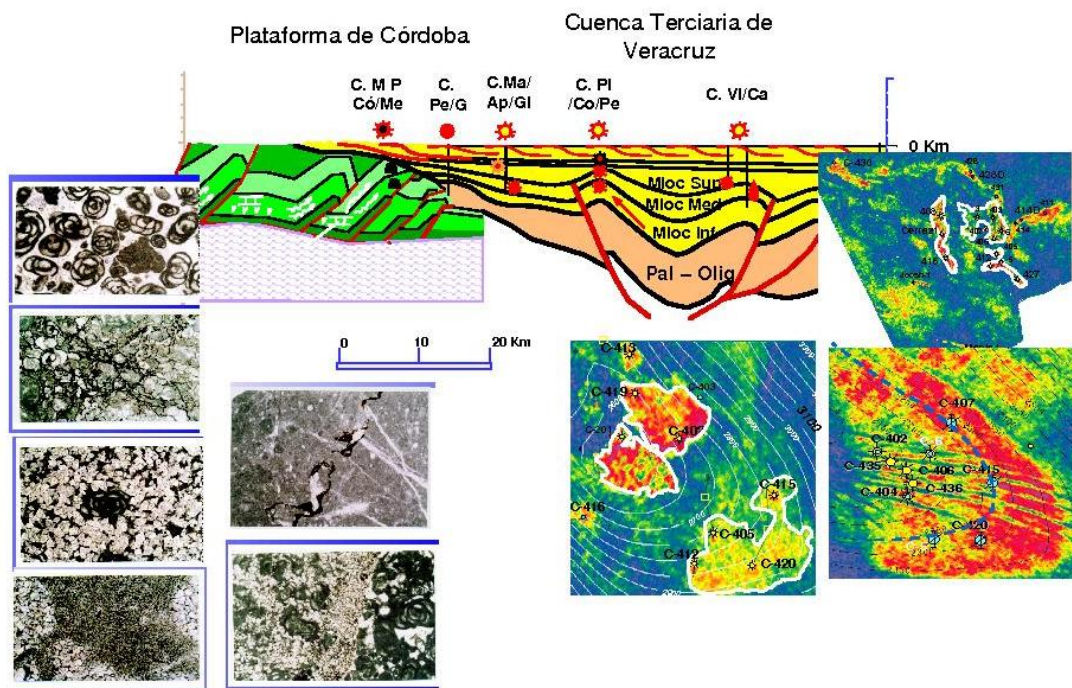


Fig. 2.16 Sección esquemática con los yacimientos de la Plataforma de Córdoba y Cuenca Terciaria de Veracruz.

Las trampas son anticlinales recumbentes con cierre contra falla formadas en el Eoceno Medio y los sellos consisten de facies carbonatadas arcillosas compactas del Turoniano (Fm. Maltrata), que está sirviendo de sello local y regional a los yacimientos de aceite y gas asociado de la Formación Orizaba. Las facies arcillo - calcáreas del Campaniano y Maastrichtiano dentro de las mismas formaciones San Felipe y Méndez, sirven de sello local respectivamente a las brechas de estas mismas edades. El sello regional lo constituye la potente secuencia terrígena del Terciario. Basado en el modelado del sistema petrolero se establece que estos yacimientos fueron cargados de aceite y gas durante el Eoceno – Mioceno.

Las facies almacenadoras de la Cuenca Terciaria, están constituidas por secuencias arenosas y conglomeráticas depositadas por turbidez en facies próxima y distal en sistemas de abanicos de talud y pie de talud, flujos de escombros, abanicos de piso de cuenca con aporte múltiple y canales meándricos, representadas por las formaciones del Eoceno Medio, Mioceno Inferior Medio-Superior y Plioceno Inferior, con porosidades promedio de 23%.

Para los plays Terciarios, el sello lo constituyen las secuencias alternantes de lutitas y arenas del Mioceno – Plioceno con variados espesores. La carga de hidrocarburos principalmente gaseosos, se establece que ocurrió primordialmente durante el Mioceno. La migración se produjo a través del sistema de fallas y fracturas, principalmente de manera vertical y lateral ascendente. La producción acumulada de estos plays es de más de 1,800 BCF (360 MMPCE) (Enero-2008).

3.- LOS GASES HIDROCARBUROS EN LA NATURALEZA

3.1. Tipos de gases en la naturaleza.

Inorgánicos - (no hidrocarburos): Bióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), nitrógeno (N_2), hidrógeno (H_2), Oxígeno (O_2), argón (Ar) y helio (He).

Orgánicos- (hidrocarburos): metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), isobutano, pentanos, hexanos.

3.1.1. Gases Inorgánicos

Dióxido de carbono o bióxido de carbono (CO_2)

El dióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro, denso, poco reactivo, levemente ácido, no inflamable y un sabor ligeramente picante, agrio, es 1.52 veces más pesado que el aire y es muy soluble en agua. El bióxido de carbono es un gas poco tóxico. Existe principalmente en forma gaseosa, también tiene forma sólida y líquida, su masa molecular es 44.01 y tiene una densidad como gas de 0.00197 g/cm^3 , su temperatura y presión críticas (condiciones de licuación) son de 31°C y 73.87 kg/cm^3 respectivamente (Hunt, 1996).

El CO_2 tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria, siendo sus factores condicionantes los siguientes: fuentes múltiples (James 1990), alta solubilidad en los fluidos de formación y alta reactividad química. Las principales fuentes son: **1)** Descomposición, combustión, fermentación, digestión y oxidación de la materia orgánica, **2)** Maduración de la materia orgánica dispersa húmica (terrestre), **3)** Termodescomposición y termometamorfismo de las rocas carbonatadas, **4)** CO_2 de origen metamórfico y **5)** Carbonización de los aceites. Un kilogramo de Materia Orgánica húmica genera 75 litros de CO_2 .

El carbono es un componente esencial de todos los seres vivos. Existe en su mayor parte como bióxido de carbono en la atmósfera, los océanos, rocas

carbonatadas, materia orgánica y los combustibles fósiles (carbón, petróleo y otros hidrocarburos).

La descomposición térmica de los carbonatos en CO₂ se inicia a 75°C, formándose 0.004 g/kg roca, cuando se dobla esta temperatura la cantidad de CO₂ generado, alcanza 0.13g/g y a 245°C se producen 1.2 g/kg. Las altas temperaturas están relacionadas tanto con sepultamiento de las rocas como con el plutonismo. Un dique magmático básico de 10 m de espesor con una temperatura de 1300° C si se intrusiona en rocas carbonatadas, éstas a su vez en el transcurso de un año, se calentarán hasta 100° C en un radio de 8m. La mayor concentración del CO₂ se tiene cerca del basamento (Hunt, 1996). Las temperaturas en las partes profundas de las cuencas, son suficientemente altas para generar CO₂ sin necesidad del calor complementario de intrusiones magmáticas.

El origen del CO₂ de las aguas subterráneas y de los yacimientos petroleros se esclarece estudiando el contenido isotópico del Carbono del CO₂ atmosférico, el cual se caracteriza por valores delta δ¹³C de -7 partes por mil (‰), los valores promedio δ¹³C de la materia orgánica marina es -24‰, mientras que para la materia orgánica lacustre tiene un δ¹³C de -28 ‰ (Feux, 1977).

Riesgos

Ingestión.- Puede causar irritación, náuseas, vómitos y hemorragias en el tracto digestivo. Daños renales o coma.

Inhalación.- Produce asfixia, causa hiperventilación. La exposición a largo plazo es peligrosa.

Piel.- Hielo seco puede producir daños graves (ampollas).

Ojos.- Puede ser peligroso (produce irritación).

Importancia económica.- Los usos principales del CO₂ son como refrigerante (hielo seco), en extintores contra incendios, en bebidas carbonatadas y como

agente mejorante de la recuperación de crudo en los yacimientos de hasta un 90 %, sin embargo, con el empleo de este método, se debe tener en cuenta el problema de la corrosión de las instalaciones y de los pozos como resultado de la acción química del CO₂.

Sulfuro de Hidrógeno o Gas Sulfhídrico (H₂S)

Éste se define como el gas de un ácido compuesto de azufre e hidrógeno (H₂S).

Existen tres tipos de generación del H₂S en yacimientos de hidrocarburos: (Hunt, 1996).

1. Bacterial o reducción microbial de sulfatos. Es la fuente más común de H₂S en sedimentos recientes y en yacimientos de aceite y gas a bajas temperaturas (80-110° C); generalmente tiene bajas cantidades de sulfhídrico (<5%).
2. Por descomposición termal de los compuestos orgánicos del azufre del kerógeno o aceite. Éstos se producen durante la maduración del kerógeno y craqueo del aceite, normalmente contribuye con <5% de H₂S.
3. Por reducción termoquímica de sulfatos. Es la fuente generadora de H₂S que contribuye con altas concentraciones (>10%). Se produce mediante la reacción térmica de sulfatos (anhidritas) con hidrocarburos, produciendo H₂S y carbonatos minerales, su expresión química es:



La reducción termoquímica del sulfato ocasiona la conversión de anhidrita cristalina a calcita cristalina; consecuentemente, si la reducción termoquímica del sulfato ha ocurrido en el yacimiento, esta reacción ocurre a profundidades mayores a los 4300 m y a temperaturas de alrededor de los 140° C (Hunt, 1996).

La anhidrita (CaSO₄) está comúnmente asociada con los tipos de rocas evaporíticas, formadas en ambientes marinos restringidos o en cuencas cerradas.

Es factible que el gas sulfhídrico del área de la Cuenca de Veracruz, provenga de facies profundas y migre hacia la parte superior, se mezcle y se asocie con las evaporitas a altas temperaturas, al reaccionar sufren una reducción termoquímica de sulfatos, generando H₂S y agua sulfurosa. Un ejemplo típico se puede observar en el pozo Cerro de Oro-1, al SW de la Cuenca de Veracruz que cortó más de 2000 m de dolomías y anhidritas (Fig. 3.1).

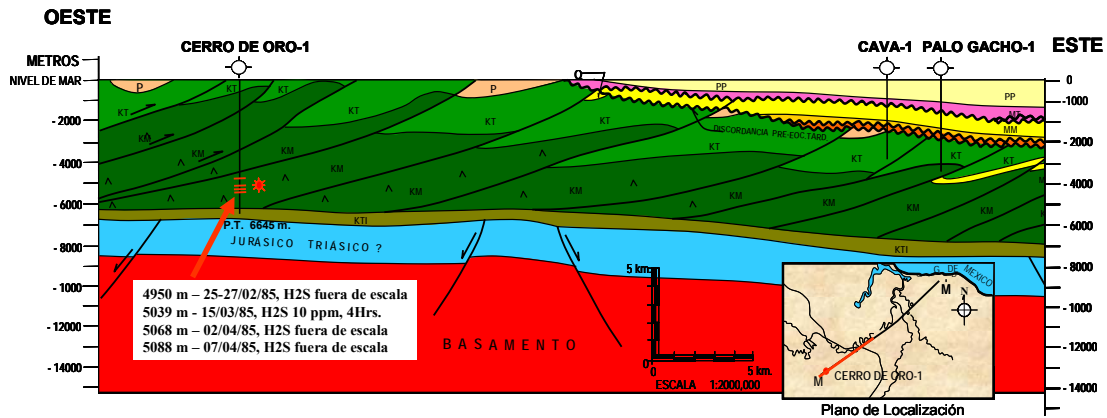


Fig. 3.1. Sección regional mostrando las manifestaciones de gas sulfhídrico en el pozo Cerro de Oro ubicado al SW de la Cuenca de Veracruz, (tomada de PEMEX-AMOCO-IMP, 1995)

El gas sulfhídrico es el gas más mortal producido en grandes cantidades en la naturaleza, pequeñas cantidades en partes por mil de H₂S en el aire causan parálisis respiratoria con muerte repentina por asfixia. Existe el concepto equivocado de que con el olor fétido advertimos su presencia, pero en concentraciones no mortales debajo de 0.1 ppm, no es perceptible. El H₂S se propaga rápidamente antes de ser olfateado entonces al incrementarse la exposición sin darse cuenta viene lo fatal.

Además el H₂S es entonces mucho más reactivo, y parte de éste es convertido en sulfuro elemental en el sedimento, sulfuro metálico o compuestos de sulfuro orgánico. La solubilidad de H₂S es dos veces más que la del CO₂, pero es crítico a temperatura de 100°C, es mucho más alta que el CO₂. El H₂S comienza a generarse de la materia orgánica durante la catagénesis con el incremento de la profundidad y temperatura. El H₂S en el subsuelo se origina de fuentes orgánicas e inorgánicas. Le Tran *et al* (1974) encontró que la mayoría del H₂S estaba

diseminado en rocas de grano fino y que la mayoría proviene de la descomposición del kerógeno.

Los datos indican que la estructura orgánica del sulfuro está dispersa en el kerógeno que se craquea térmicamente para formar el H₂S. Este proceso ocurre posteriormente a la generación del metano, las mayores cantidades de estos gases son formados a temperaturas mayores a 120°C. Los campos de H₂S siempre se incrementan con la profundidad de sepultamiento, los más grandes incrementos ocurren después de la generación máxima de aceite. En conclusión, el gas sulfhídrico en los yacimientos tiene su origen de dos fuentes importantes: 1) La descomposición térmica del alto contenido de azufre en el aceite más profundo que la ventana del aceite y 2) La reducción termoquímica de sulfatos acompañados por la oxidación de hidrocarburos en el yacimiento, algo de H₂S también proviene de la degradación térmica del kerógeno y del carbón.

Nitrógeno, Hidrógeno y Helio

El amoníaco (NH₃) es el constituyente común disuelto en el agua en las cuencas sedimentarias, las capas de carbón pueden producir mucho más de 20 % de N₂ durante la maduración de los bitúmenes hasta la etapa de la antracita. Klein & Juntgen (1972) mostraron que en la pirolisis del carbón, el nitrógeno fue liberado en dos etapas, la primera alrededor de los 100°C y la segunda a los 200°C. La mayoría del amoníaco disuelto en el agua es oxidado a nitrógeno por medio del contacto con óxidos de metales pesados o aguas meteóricas con oxígeno. El nitrógeno puede tener también un origen atmosférico o de la desgasificación del manto. Muchos de los gases ocurridos en rocas ígneas son altos en nitrógeno.

El hidrógeno es móvil y reactivo y no puede ser permanentemente retenido en una trampa geológica, la presencia de este gas indica que fue generada por reacciones en el yacimiento o adyacente a las capas generadoras o se está difundiendo de fuentes más profundas.

El helio tiene dos isótopos, ³He y ⁴He. El ⁴He es generado en su mayoría por la desintegración de elementos radioactivos en las rocas sedimentarias de la tierra.

Los valores más altos están asociados con depósitos minerales de uranio. El ^3He tiene su origen en el manto, consecuentemente, rangos bajos de $^3\text{He}/^4\text{He}$ de alrededor 10^{-8} indican un origen sedimentario (Krouse 1979) y rangos de 10^{-7} a 10^{-5} indican fuentes del manto. Además el rango de valores de $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}$ (argón radiogénico) de alrededor de 10 a 20 para un origen sedimentario y de 1 a 2 es para un origen del manto.

El helio tiene un diámetro efectivo de 0.2nm (10^{-9}m), comparado con 0.23nm para el hidrógeno, 0.33nm para el CO_2 , 0.34nm para el N_2 y 0.38nm para el CH_4 . Consecuentemente, el helio migra más rápidamente que los otros gases a través de muchas rocas, pocas capas retienen al helio. Entonces, si está presente en un yacimiento indica una fuente y procesos dinámicos activa actualmente. Muchas ocurrencias de helio están asociadas con fallas en el basamento. Los grandes campos de gas en las costas y áreas mar adentro, como en el Sureste de México, Norte de Alaska, Golfo Pérsico y costas del Golfo de los Estados Unidos, comúnmente tienen menos de 0.0007% de helio (Cook 1979). El promedio de helio contenido en las reservas de gas natural de los Estados Unidos es de 0.068%.

3.1.2. Gases Orgánicos

Los procesos naturales que influyen en la formación del gas natural son

- Temperatura del subsuelo.
- Presión litostática.
- Tiempo geológico
- Tipo y cantidad de materia orgánica.
- Ambiente de depósito.

El principal constituyente del gas natural es siempre el metano, que representa habitualmente entre el 75% y el 95% del volumen total de la mezcla, razón por la cual se suele llamar metano al gas natural (Hunt, 1996). Los otros hidrocarburos gaseosos que suelen estar presentes, etano, butano y propano, aparecen

siempre en proporciones menores. El gas natural puede ser “húmedo” –si contiene hidrocarburos líquidos en suspensión – o “seco”– si no los contiene.

El desarrollo del empleo del gas natural se ha realizado con posterioridad al uso del petróleo. El gas natural, que aparecía en casi todos los yacimientos petrolíferos, se quemaba a la salida del pozo como un residuo más. Únicamente en U.S.A. y siempre en lugares muy próximos a zonas petrolíferas, se utilizaba como combustible doméstico por su gran poder calorífico (9.000-12.000 kcal/m³). La necesidad de nuevas fuentes hizo descubrir nuevos yacimientos que poseían enormes reservas de gas natural acompañadas de pequeñas cantidades de petróleo (Hunt, 1996).

En la licuefacción, el gas natural se somete a unas temperaturas muy bajas, próximas a 160° C bajo cero, a las cuales el gas se comprime hasta transformarse en líquido. En este estado se introduce en grandes depósitos de forma esférica capaces de soportar la alta presión que se origina cuando el gas vuelve a su temperatura ambiente.

El gas natural se utiliza como combustible y como materia prima en la industria petroquímica. Como combustible se emplea por su gran poder calorífico, combustión fácilmente regulable, limpia y producir escasa contaminación. Como materia prima es la más adecuada para la fabricación de amoníaco, producto base de toda la industria de abonos nitrogenados y también del metanol, producto que se utiliza en la fabricación de plásticos y proteínas sintéticas. A partir del gas natural se obtienen materias primas de base en la industria petroquímica (etileno, butadieno y propileno).

El gas natural que se obtiene principalmente en baterías de separación está constituido por metano en proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos.

Su procesamiento consiste principalmente en:

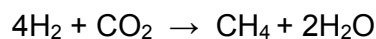
- La eliminación de compuestos ácidos (H₂S y CO₂) mediante el uso de las tecnologías adecuadas. El gas alimentado se denomina “amargo”, el

producto “gas_dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”.

- La recuperación de etano e hidrocarburos licuables, previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.
- Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.
- Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n-butano para usos muy específicos.

3.2. Los gases Biogénicos (bacterianos)

El término biogénico ha sido ampliamente usado en la literatura para describir el metano formado por bacterias en sedimentos superficiales. El gas biogénico se refiere, sin embargo, para todos los metanos de la materia orgánica. El metano bacterial es formado por fermentación microbial y reducción del CO₂, aunque la mayoría de los yacimientos de gas son formados por procesos posteriores (Schoell, 1988), la reacción es:



El metano bacterial es formado por el metabolismo de las bacterias al procesar la materia orgánica de los sedimentos. Los factores que controlan la generación de gas metano son: baja temperatura (usualmente menores de 60-70°C), ambiente anóxico sin sulfato, materia orgánica y suficiente espacio (porosidad y permeabilidad) (Rice and Claypool, 1981). Es un gas seco compuesto de metano (C1=99%), generado como resultado de la fermentación de la materia orgánica (Fig. 3.2). La migración es casi in situ al momento de la sedimentación. El gas **biogénico** se puede distinguir del gas **termogénico** por su composición química e isotópica.

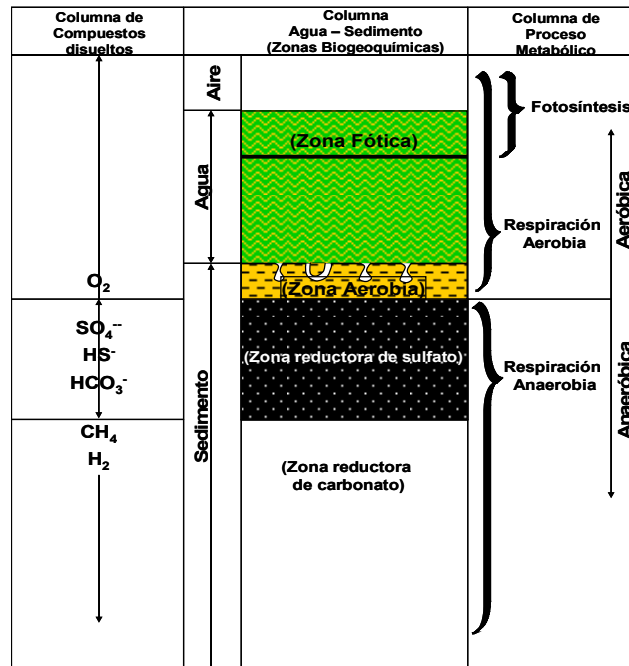


Fig. 3.2. Columna de riqueza orgánica en ambiente marino abierto, mostrando la sucesión de ecosistemas microbial que crea la generación de metano (Rice and Claypool, 1981)

- El gas biogénico está compuesto casi exclusivamente de gas metano (mayor o igual a 99 %) y trazas de CO_2 y de compuestos gaseosos más pesados (por ejemplo etano). Los valores de composición isotópica son menores de -60 ppm ($\delta^{13}C_1 = -60$ ‰).
- Por el contrario, los gases termogénicos se generan a grandes profundidades y temperaturas (por ejemplo para Veracruz es de 6500 m y $150^{\circ}C$) y están compuestos principalmente de metano (80-95%) y concentraciones significativas de otros compuestos gaseosos como son etano, propano, butano y pentano. El valor isotópico del metano termogénico es mayor de -50 ‰ (Schoell, 1980).

El gas biogénico es muy importante económicamente, ya que representa 20 % de las reservas del mundo (Rice y Claypool, 1981; Rice, *et al.*, 1992). Por lo tanto su exploración es importante y requiere el estudio de los procesos que coadyuvan en el tiempo y en el espacio a la formación de yacimientos.

La generación biogénica es favorecida cuando se tienen condiciones de anoxia y de baja temperatura en sedimentos someros, para el máximo desarrollo bacterial y producir la fermentación de la materia orgánica ($\text{CH}_3 \text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$), con la formación de ácidos grasos y alcoholes de donde las bacterias extraen el oxígeno necesario para su existencia; al mismo tiempo se lleva a cabo la reducción del CO_2 ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$), por la extracción de hidrógeno molecular de la materia orgánica (Rice y Claypool, 1981). El bajo gradiente geotérmico permite a las bacterias *methanobacterium thermoautotrophicus* alcanzar su desarrollo óptimo por un largo lapso de tiempo bajo una gruesa pila de sedimentos. Aunque el ambiente de depósito de los sedimentos es de aguas someras y oxidante en la interfase agua-sedimento, la textura y composición carbonatada aunadas a su rápido sepultamiento, impiden que la materia orgánica sea consumida por las bacterias aeróbicas y el gas generado en sedimentos por las bacterias anaeróbicas se evapore conservándose en estos sedimentos. Estas reacciones cesan al quedar sepultados los sedimentos bajo temperaturas mayores a 80°C , atrapando el gas generado en los sedimentos arenosos de facies turbidíticas y abanicos de piso.

En la Cuenca Terciaria de Veracruz, las condiciones geológicas con depósito de facies turbidíticas, canales y abanicos de piso, definidos en el Mioceno y Plioceno, fueron determinantes para el sepultamiento rápido con un espesor considerable de sedimentos terrígenos, favoreciendo así la generación, preservación y atrapamiento del gas biogénico (Morelos, *et al* 2001). Se plantea mediante análisis de isótopos (Capítulo 4) que el Mioceno ha generado suficiente gas biogénico para acumularse en las trampas someras de esta misma formación. La limitante para la acumulación de gas biogénico podría ser la presencia y calidad de los sellos tanto superior como lateral. El gas biogénico del Mioceno podría migrar a horizontes estratigráficos del Plioceno y/o hasta la superficie, evaporándose en la atmósfera.

3.3. Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis de la materia orgánica en la formación del aceite y gas

Los hidrocarburos desde su origen pasan por una serie de procesos o zonas, los cuales pueden variar de acuerdo con la naturaleza de la materia orgánica original, historia de sepultamiento y evolución térmica, generándose así los productos de la evolución del kerógeno. Basándose en los datos y conocimiento de la información del área, con un gradiente geotérmico promedio de 20°C/Km, fue adaptada la gráfica de transformación térmica de la materia orgánica para la cuenca de Veracruz (Tissot y Welte, 1984; Bordenave, 1993), teniendo entonces 80°C a 3000 m, 100°C a 4000m, 120°C a 5000m, 140°C a 6000m y 150°C a 6500m que corresponde al craqueo de aceite a gas (Fig. 3.3).

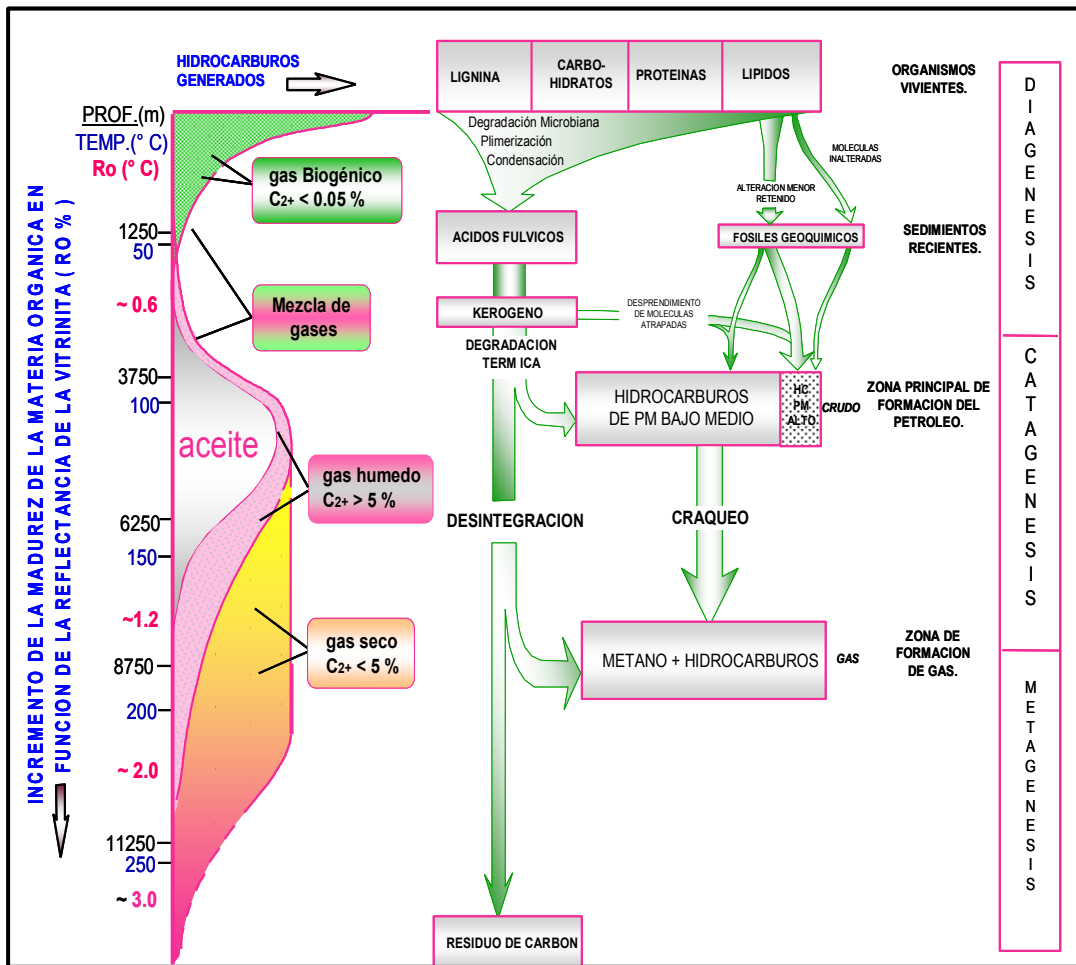


Fig. 3.3. Transformación térmica de la materia orgánica y la generación de hidrocarburos en la Cuenca de Veracruz (adaptada de Tissot, Welte 1984; Bordenave, 1993)

Primeramente se tiene la zona **diagenética** (Diagénesis), considerada también zona inmadura, con una temperatura menor a los 70 - 80°C y un valor de reflectancia de vitrinita (Ro) menor a 0.5 %, con una profundidad menor a los 1000 a 1500 m. Esta zona se refiere a los estados de alteración de la materia orgánica en la geoquímica del petróleo, donde los cambios son predominantemente físicos, químicos y biológicos a de baja temperatura (<60°C). A profundidades menores a 1500 m el único hidrocarburo es el metano, producto de la descomposición de plantas y animales. Las reacciones químicas son principalmente clasificadas como de eliminación con el rompimiento de cadenas heteroatómicas. El agua y el bióxido de carbono son los principales productos. El kerógeno se forma de la polimerización del material derivado de las plantas. Para el final de la diagénesis, todas las reacciones de decarboxilación cesan. Cuando la profundidad y temperatura han aumentado a un nivel suficiente, los enlaces heteroatómicos en el kerógeno se rompen progresivamente. La eliminación del oxígeno del kerógeno da por resultado la formación de CO₂, NH₃ y H₂O. Los primeros productos del petróleo liberados por esta transformación son de alto peso molecular, siendo el más importante el gas metano, especialmente de la materia orgánica tipo **III** (Tissot y Welte, 1984; Bordenave, 1993).

La etapa **Catagenética** (Catagénesis), es considerada la zona principal o pico de generación del hidrocarburo o ventana del aceite, la temperatura continúa aumentando de 60 a 160°C y un valor de Ro de 0.5 a 2.0 % aproximadamente, en donde los enlaces químicos se rompen cada vez más formando primero productos derivados de los ya formados previamente (C1 a C30), de bajo a intermedio peso molecular, hasta dar lugar al aceite líquido como son los asfáltenos, aromáticos, parafinas y gasolinas, acompañadas con cantidades significativas de gas. A medida que la temperatura y profundidad (150°C, >6 km), continúan aumentando, la ruptura de los enlaces C-C (craqueo catalítico) se hace más frecuente hasta su extinción, alterando los hidrocarburos ya formados, generándose hidrocarburos más y más ligeros como son los condensados, gas húmedo y gas seco.

Finalmente se tiene la etapa **metagenética** (metagénesis o zona de gas seco), con una temperatura mayor a los 180°C, valores de Ro de 2 a 4 % y una profundidad mayor a los 8000 m. Una vez que el material más lábil se elimina, se presenta una reorganización estructural en el kerógeno, sin embargo, en esta etapa no se generan cantidades significativas de hidrocarburos a partir del kerógeno, excepto metano. Las cantidades grandes de metano se pueden obtener como resultado de la desintegración de los hidrocarburos de la roca generadora y del petróleo líquido acumulado en los yacimientos. El metano posee una gran estabilidad térmica a grandes profundidades. Sin embargo el metano se puede destruir químicamente debido a la presencia de azufre, estos reaccionan formando H₂S.

3.4. Los gases termogénicos y su clasificación de acuerdo a su fuente

Para el mejor entendimiento de los temas aquí discutidos, se pone a consideración el siguiente concepto relacionado con la genética, evolución y caracterización de los gases.

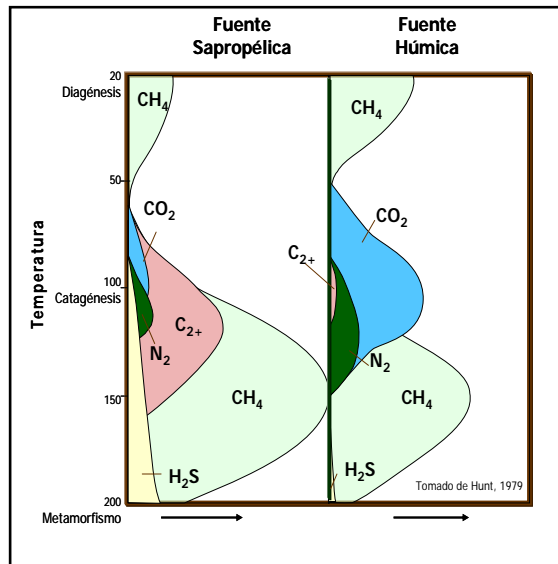
El gas natural es un hidrocarburo en fase gaseosa que consiste principalmente de metano y etano, y gases que no son hidrocarburos como bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno y helio, desprovisto de hidrocarburos pesados, es llamado gas seco (Fig. 3.4).

El gas Natural se origina en la naturaleza de dos fuentes:

- a) Carbón húmico o kerógeno tipo III, (craqueo primario, predominantemente metano)

- b) Rocas con kerógeno tipo I y II durante o después de la formación del petróleo, (craqueo secundario) (R. K. Merrill, 1991).

Fig. 3.4. Producción relativa de gas a partir de la Materia orgánica en sedimentos de grano fino



3.5. Composición química y molecular del gas natural

El metano es el constituyente esencial del gas natural, alcanzando hasta 99% ó aún el 100% en algunos yacimientos. Los alcanos restantes son etano, propano, butano, etc. Disminuyendo en proporciones menores de 1%. El punto de ebullición es de -165°C para el metano, -142°C para el propano (gases secos), y por ejemplo para el butano es de 0.6°C (gas húmedo).

3.6. Isótopos estables del carbono para la caracterización del gas natural

El uso de los isótopos estables del carbono puede ser aplicado prácticamente en todos los ramos de la ciencia. En la geoquímica orgánica, es técnica muy útil y más aun cuando es integrada con otras técnicas e información. La geoquímica isotópica se utiliza en la exploración petrolera y se basa en la determinación de las composiciones isotópicas del carbono, hidrógeno, azufre y oxígeno de aceites, extractos y kerógeno, con el objeto de interpretar las variaciones de estas composiciones dentro de un modelo geológico que permita entender los procesos en estudio. Los isótopos fueron descubiertos con base a sus diferentes propiedades nucleares, pero manteniendo sus propiedades químicas, esto equivale a decir que determinados compuestos, en distintos estados (líquido o

gaseoso), que se comportan químicamente iguales, presentarán composiciones isotópicas diferentes.

Los isótopos son átomos que tienen el mismo número de protones pero diferente número de neutrones, tienen un comportamiento químico similar pero diferente comportamiento físico (Peters y Moldowan, 1993).

La notación delta (δ) consiste en la composición de un cierto valor de la muestra, respecto a un cierto patrón previamente establecido y multiplicado por mil, por lo que las unidades son “partes por mil (0/00)”. El estándar usado generalmente (PDB), es un fósil de belemnite hecho de carbonato de calcio de la formación de Peedee en Carolina del Sur. El $\delta^{13}\text{C}$ del estándar de PDB se define como cero. Si hay una relación $\delta^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ más alta en el fósil que en la muestra, $\delta^{13}\text{C}$ será entonces “positivo”. Si hay una relación $\delta^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ más baja en el fósil que en la muestra, $\delta^{13}\text{C}$ será entonces “negativa” (Feux, 1977). Ya que las plantas tienden a concentrar ^{12}C y las plantas son las precursoras del petróleo, el petróleo es isotópicamente negativo, generalmente con un $\delta^{13}\text{C}$ entre -18 y -35 ppm (Fig.3.5).

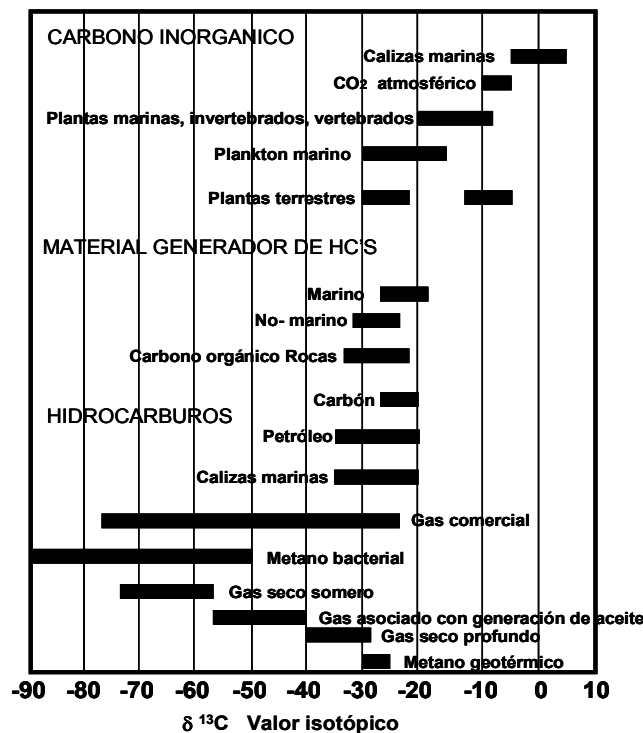


Fig. 3.5 Composición isotópica del carbono de varios tipos de materia orgánica dependiendo del origen e historia térmica (Feux, 1977)

La composición isotópica del metano varía aproximadamente de -85 a -20 partes por mil (ppm). Estas diferencias parecen estar relacionadas principalmente al grado de maduración de los hidrocarburos y al tipo de materia orgánica, el incremento del gas más pesado favorecerá tanto como el proceso de diagénesis sea más completa. Por lo tanto, el metano de origen bacterial muestra un $\delta^{13}\text{C}$ alrededor de -90 a -50 ppm y los gases resultados de una diagénesis débil o incompleta tienen un $\delta^{13}\text{C}$ de -70 a -40 ppm. Los gases formados simultáneamente con los hidrocarburos líquidos generalmente tienen un rango de -50 a -40 ppm. Finalmente, los llamados gases diagenéticos, o preferentemente gases catagenéticos, normalmente muestran valores menores ^{13}C que -45 ppm, y posiblemente más bajo de -30 a -20 ppm (Feux, 1977).

La importancia de las variaciones isotópicas en los gases facilita su aplicación en los proyectos exploratorios. Tradicionalmente los análisis isotópicos de los gases son aplicados para investigar los cambios en su composición con el incremento de la profundidad en los pozos, los cuales frecuentemente permiten la identificación de secciones inmaduras y maduras de un pozo (Evans *et al*, 1971).

En cuanto a la aplicación de los análisis isotópicos de geoquímica de superficie, ha sido tema de muchos estudios en años recientes. Brooks, *et al.* (1974) y Bernard (1978) usaron los análisis isotópicos de emanaciones superficiales de gases para diferenciar su origen biogénico del termogénico.

Con el propósito de dar a conocer las técnicas de análisis realizada por diferentes autores, mediante el uso de métodos empíricos y de laboratorio, para estudiar y caracterizar los hidrocarburos gaseosos, a continuación se hace mención de algunos de los estudios y resultados de estos análisis más importantes, los cuales no todos son aplicables o están de acuerdo a los datos que se tienen en la Cuenca de Veracruz, como se verá a continuación.

3.6.1. Estudios más relevantes de diversos autores enfocados a la caracterización de los gases.

En la década de los 70's los estudios empíricos y de laboratorio se dirigieron hacia el comportamiento térmico del kerógeno que genera gas, estos estudios mencionaban que la composición molecular de los gases naturales, con buena relación isotópica en los hidrocarburos, era controlada por los procesos durante la formación de los gases. Estos autores asumían que los efectos cinéticos son los más importantes (Sackett, 1968; Galimov, 1974; Stahl, 1973), sin embargo, ellos no tomaron en cuenta la disminución isotópica que ocurre durante el proceso de generación (Clayton, 1991; Berner *et al.* 1996).

Durante esta década se pensaba que la composición de los gases era independiente de cualquier fraccionamiento durante la migración (Schoell, 1980; 1983; Fuex, 1980), mientras que varios artículos parecían demostrar un comportamiento más complejo (Hoering & Moore, 1958; Colombo, *et al.* 1965; 1966, 1970; Galimov, 1975; Bondar, 1987). De acuerdo a nuevos trabajos experimentales (Pernaton, *et al.* 1996; Krooss *et al.* 1998), asociados con evidencias de estudios de gases naturales (Prinzhofer y Pernaton, 1997, Prinzhofer *et al.* 2000 a y b), se presentan evidencias de desplazamientos isotópicos de metano durante la migración a través del medio poroso. Para distinguir isotópicamente el metano ligero proveniente de actividad bacteriana del metano segregado durante la migración, Prinzhofer y Pernaton (1997) sugieren el uso de un diagrama de C2/C1 vs $\delta^{13}C$ de metano (Fig. 3.6).

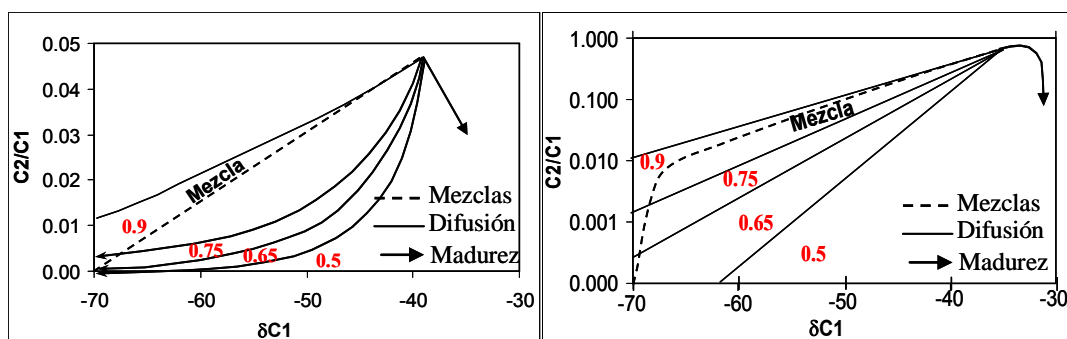


Fig. 3.6 Cálculo de los trend de mezclas y difusión en el diagrama C2/C1 vs $\delta^{13}C_1$ en escalas lineales (a) y semilogarítmicas (b), para distinguir isotópicamente el metano ligero proveniente de la actividad bacteriana del metano segregado durante la migración (Prinzhofer y Pernaton, 1997).

Los gráficos de la composición isotópica del carbono e hidrógeno del metano, hacen uso de las propiedades genéticamente relevantes las cuales son independientes de los cambios de composición del gas. En los primeros gráficos se muestran las composiciones isotópicas del carbono *versus* hidrógeno del metano (Schoell, 1980). Otra vez los campos están definidos por tres tipos de genéticas primarias de gases, biogénico y termogénicos.

A inicios de los 80's Schoell (1983) analizó el estado del arte de la caracterización de hidrocarburos gaseosos, y llegó a la conclusión que todas las propuestas formuladas hasta entonces estaban basadas en la concentración de $\delta^{13}\text{C}$ y la relación $\text{C}_1 / (\text{C}_2 + \text{C}_3)$, lo cual está claramente representado en la grafica diseñada por Bernard (1976). Sin embargo, los modelos carecían de conceptos de madurez, además era necesario definir el origen específico de los gases. Entonces como resultado, el objetivo principal de Schoell fue definir los parámetros para caracterizar el origen de los gases así como su madurez. En su trabajo Schoell (1983) menciona que hay cuatro propiedades principales que ayudan a caracterizar los gases naturales:

- Humedad de los gases
- Variación en los valores isotópicos del carbono
- Variación en los valores isotópicos del hidrogeno
- Variación en los valores isotópicos del etano

Basándose en estos conceptos y combinándolos es posible construir tres diferentes graficas que describen comportamientos específicos para definir el origen y probable madurez de los gases. El $\delta^{13}\text{C}_1$ vs C_2+ determina la naturaleza de los gases (bacteriales, termogénicos, asociados, etc.). El $\delta^{13}\text{C}_1$ vs $\delta^{2\text{H}} \text{C}_1$ muestra las propiedades genéticas, finalmente el $\delta^{13}\text{C}_1$ vs $\delta^{13}\text{C}_2$ muestra las propiedades de madurez. Estos gráficos se mostrarán con sus respectivos autores a continuación.

Los estudios de gases se han realizado en muestras de gas natural, en gases generados en experimentos de pirolisis realizados en laboratorio o en modelos de simulación.

James (1983) determina la relación de madurez entre los componentes del gas y la madurez de la roca generadora utilizando la composición isotópica del metano, etano, propano, butano y pentano. Explica la importancia del análisis de los diferentes componentes del gas y su relación con la madurez que determina la variación isotópica entre cada uno de los componentes, basándose en los factores de fraccionamiento para átomos de carbono de parafinas normales que varían de C1 a C30, dentro de un rango de temperatura de 300°K a 700°k, como fue explicado por Galimov e Ivlev (1973). De esta forma James construyó un diagrama de madurez, adicionalmente requirió un parámetro de referencia para realizar la correlación de la generación de gas y aceite y decidió utilizar el nivel de metamorfismo orgánico (LOM), calculado para secuencias estratigráficas donde datos medidos en las rocas no son disponibles, además puede ser utilizado cualquier otro parámetro disponible como el índice de alteración térmica (IAT) o reflectancia de vitrinita (Ro).

El procedimiento de esta investigación es realizar la diferencia algebraica de los valores isotópicos entre los diferentes componentes del gas, posteriormente los resultados son graficados en un eje vertical usando una escala deslizable en contra del parámetro de madurez elegido, dichas diferencias isotópicas se ajustaran con el fraccionamiento isotópico previamente determinado entre cada componente. De esta forma se predice la madurez a la que el gas fue generado. James comenta que la mejor correlación se da entre la separación del etano-propano. Por lo tanto conforme la madurez aumenta las diferencias algebraicas entre los valores isotópicos convergen.

Whiticar, *et al.* (1984). Menciona que los gases naturales contienen considerable información acerca de su origen e historia. La combinación de la composición isotópica y molecular puede ayudar a establecer el tipo de kerógeno o madurez termal de la roca fuente de la cual el gas natural fue derivado. El gas puede ser correlacionado también con eficacia con otros gases, aceites y su roca madre. La

capacidad para realizar correlaciones gas-gas permite trazar el halo de mapa de hidrocarburos que pueden estar relacionados a la cocina de la roca generadora activa, usando la correlación roca generadora-gas. En esta forma las huellas son usadas para realizar el mapa de sistemas petroleros. Los esquemas dependen de observaciones empíricas, limitadas por el nivel de entendimiento de nuestras bases de datos actuales. Las interpretaciones deben confiar en las variadas técnicas geoquímicas y serán integrados con la geología del sistema petrolero. Esta duplicidad intencional es esencial para reconocer los gases secundarios con mezclas o historias alteradas.

Chung, *et al.* (1988) propone un modelo para diferenciar gases naturales que son derivados de una sola fuente generadora, de aquellos que son derivados de dos o más fuentes generadoras, está basado en la graficación de la composición isotópica del metano al pentano en función del recíproco del número de carbonos de la molécula. Este gráfico permite realizar correlaciones gas-gas gas-aceite, esto quiere decir la determinación de gases co-genéticos, que menciona Schoell (1983). Un comportamiento lineal sugiere un origen co-genético de las especies de gas, mientras que un comportamiento no lineal sugiere mezcla de gases (Fig. 3.7 a y b). La grafica denominada "Natural Gas Plot", también fue construida para determinar, al menos hipotéticamente, la relación isotópica original de los gases con la roca generadora y cuantificar los porcentajes de gases bacteriales y termogénicos de cualquier mezcla.

Clayton 1991, desarrolló un método para estimar la fuente generadora y madurez de un gas, basado en el modelo de fraccionamiento de Rayleigh, mediante estudios de pirolisis mostró que la diferencia entre la relación isotópica del metano y el valor isotópico de un kerógeno precursor lábil (generador de gas y aceite). Este modelo define el valor isotópico del carbono $\delta^{13}\text{C}$ para cada gas a cualquier etapa de generación, basándose en el fraccionamiento isotópico debido a los enlaces más débiles del ^{12}C con respecto a los de ^{13}C , lo cual crea las diferencias isotópicas en las reacciones.

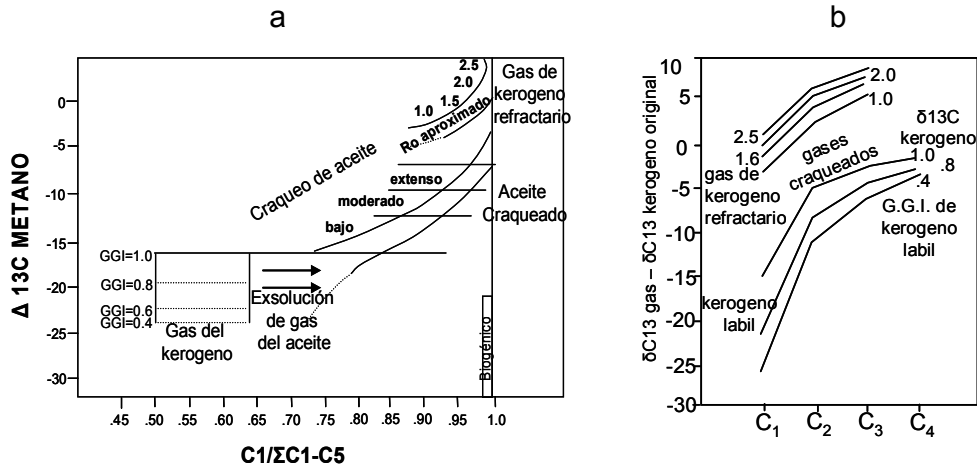


Fig.3.7 a, b - Diagramas propuestos por Clayton (1991), en donde representa la diferencia isotópica del metano al butano y la roca generadora, con respecto al kerógeno precursor así como la humedad del gas, para mostrar la residencia de madurez

Como resultado de sus interpretaciones el presenta dos graficas; la primera muestra la diferencia entre los valores isotópicos del metano y el kerógeno con relación a la humedad, de tal forma que los campos ocupados por el gas bacterial puede ser diferenciado de aquellos derivados del craqueo del aceite (Fig.3.7 a, b). El segundo grafico se basa en las diferencias de los valores isotópicos entre el componente del gas y el kerógeno original, o en su defecto el aceite que provenga de la misma roca generadora, con relación a los valores isotópicos del metano, etano, propano y butano. Un aspecto importante que señala Clayton es que para calcular los valores isotópicos de la generación de gas en cualquier etapa es muy importante conocer primero que nada el valor isotópico del kerógeno precursor y además el factor de fraccionamiento del mismo.

Prinzhofer y Huc (1995), presentan un nuevo conjunto de análisis para medir las proporciones moleculares y las relaciones isotópicas de los gases. Teniendo como propósito investigar la importancia relativa de los factores genéticos y post-genéticos en el fraccionamiento isotópico, ellos le dan una gran importancia a dos diferentes formas de producir gas termogénico:

- ✓ Generación directa de gas a partir del kerógeno (craqueo primario).
- ✓ Generación de gas como resultado del craqueo de aceite (craqueo secundario).

Además, señalan el cuidado que se debe de tener con la interpretación del metano, ya que este componente se produce por procesos bacterianos, térmicos y post-genéticos como son la migración o la oxidación. Por esta razón, para evitar cualquier influencia en alteraciones del metano o mezclas, recomiendan analizar y usar los componentes C₂ a C₅. Los gases termogénicos tienden a ser similares ya que pueden representar a una contaminación bacteriana o bien reflejar los efectos de una segregación durante la migración a muy grande distancia (en la figura 3 el primer proceso debe dar una línea recta en escala lineal y el segundo proceso una línea curva; en una escala logarítmica el primer proceso genera una tendencia curva y el segundo una tendencia lineal).

Prinzhofer, *et al.* (1996) Los nuevos experimentos mostraron que la difusión del metano en un medio poroso induce cambios significativos en cocientes isotópicos. La solubilidad del metano entre la interfase gas/agua no produce algún fraccionamiento importante como fue reconocido por Fuex (1980), pero la migración difusiva, en ambas fases da significativos y variables cambios en el $\delta^{13}\text{C}_1$ y δD del metano. La variación en los efectos de fraccionamiento podría resultar de las interacciones variables del CH₄ con la matriz de la roca y la variable molecular entre los límites de las moléculas del agua y metano. No obstante los resultados muestran que la difusión del metano será siempre enriquecido en carbón ligero, pero con factores de fraccionamiento. Cuando se grafican en un diagrama clásico para diferenciar el metano bacterial, termogénico y las mezclas (Schoell, 1983; Faber et al., 1992), los resultados muestran que la mayor parte del metano difundido caen en el área bacterial o mezclas, aún en el caso del inicio de un gas en exhibición a firma isotópica termogénico puro. El problema continúa, sin embargo para estimar mejor la importancia geológica del fraccionamiento difusivo, y para distinguir entre ¹²C₁-enriquecido viniendo de contribución bacterial y de fraccionamiento difusivo. Prinzhofer, *et al* concluyen que existe dos formas para interpretar el metano isotópicamente ligero: contribución bacterial o segregación durante la migración. Es posible diferenciar entre los dos orígenes usando un diagrama simple C₂/C₁ vs $\delta^{13}\text{C}_1$, de igual manera las dos tendencias son fácilmente distinguibles. La pequeña relación entre los gases, indican que existe mayor flujo de desgasificación durante el

tiempo geológico (Ballentine *et al.*, 1996). La filtración por difusión de los yacimientos y rocas generadoras deberá ser considerada desde ahora como un importante vector de desgasificación de compuestos de carbón a través de la atmósfera.

3.6.2. Diagramas de interpretación de gas

Desde hace mas de 30 años varios investigadores han hecho estudios para la caracterización de los gases basado en sus propiedades isotópicas del carbono e hidrogeno. Estos estudios han sido realizados mediante pruebas de laboratorio y experiencias empíricas, dando como resultado la construcción de diferentes tipos de gráficos para clasificar el origen de los hidrocarburos gaseosos así como para mejorar el entendimiento acerca del comportamiento de madurez de la roca generadora de donde fueron expulsados.

Diagrama de Bernard (1978)

El diagrama de Bernard correlaciona la composición molecular con la concentración de isótopos del carbono del metano. Este diagrama permite la caracterización genética de gases de origen desconocido. La combinación de los isótopos de C e H del metano en este diagrama, ha sido diseñada como una guía de interpretación no solo para identificar los gases biogénico y termogénico, sino también para identificar los gases asociados y mezclas de orígenes más complejos (Fig. 3.8). Las propuestas formuladas para la caracterización de hidrocarburos gaseosos se basaban anteriormente en la concentración de $\delta^{13}\text{C}_1$ y en la relación $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ sin embargo, Schoell en 1983 observó que esos modelos no involucraban a los conceptos de madurez y que era necesario definir al origen.

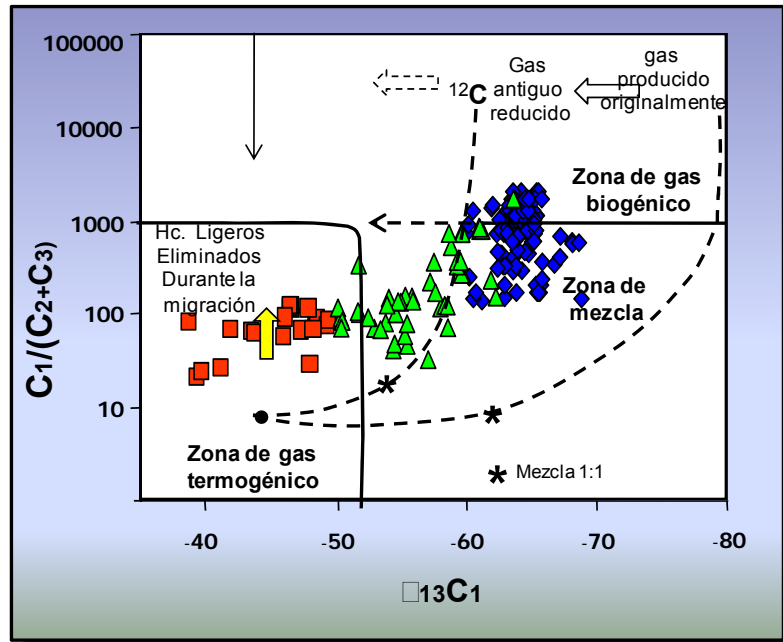


Fig. 3.8 Relación entre la composición molecular vs composición isotópica del metano en el gas natural (Bernard, 1978)

Diagrama de Schoell (1980)

La clasificación de los gases naturales usada por Schoell (1980), muestra que los gases primarios son originados de dos procesos principales, de la formación de gas bacterial (biogénico) y de la alteración termal de precursores líquidos o sólidos orgánicos (termogénico). Los gases biogénicos (B*) originados en régimen inmaduros mediante bacterias anaeróbicas y mineralización de la materia orgánica en los sedimentos (Fig. 3.9). Es convincente la evidencia de algún proceso bacterial observado en sedimentos recientes relacionado a la formación de acumulaciones de gas en cuencas jóvenes (Schoell, 1977; Claypool, 1979; Rice and Claypool, 1981; Mattavelli *et al*, 1983). Dos fases de formación de gas termogénico pueden ser diferenciados 1) durante o inmediatamente enseguida de la formación del aceite, el cual resulta gases asociados con aceites (T), y 2) enseguida de la fase principal de la formación del aceite, dando como resultado gas seco o gases secos profundos (TT). El uso de los términos asociado y no asociado en este texto es diferente de los estándares usados en geología de

petróleo, el cual no tiene connotación genética. Levorsen y Berry (1967) definió el gas asociado como aquel producido cuando existe el aceite separado como una fase en el yacimiento, si solo el gas está presente, este es llamado no asociado.

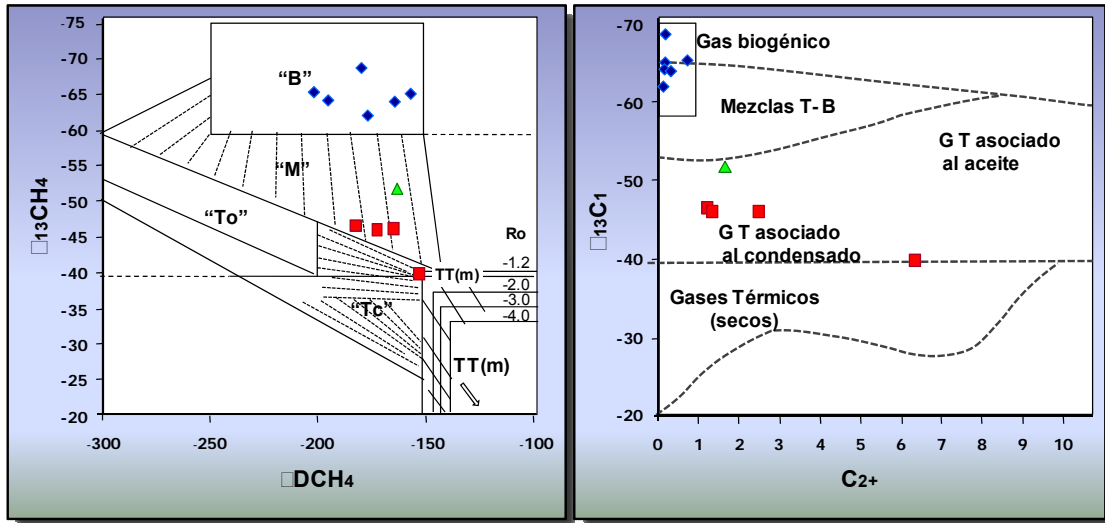


Fig. 3.9 Clasificación de los gases naturales usada por Schoell (1980), muestra que los gases primarios son originados por dos procesos, 1) Formación de gas biogénico y 2) Alteración termal de precursores líquidos o sólidos orgánicos (termogénico).

Los gases secos y gases asociados deben ser diferenciados por su composición de C_{2+} . En este contexto este debería ser enfatizado para el contenido de C_{2+} de un gas sea sensitivo para muchos procesos secundarios. Schoell en su trabajo menciona que las cuatro propiedades que intervienen en la caracterización de los gases naturales son: 1) Humedad de los gases; 2) Variación en los valores isotópicos del carbono; 3) Variación en los valores isotópicos del hidrógeno; 4) Variación en los valores isotópicos del etano. Combinando estos conceptos es posible construir tres gráficos que definen los comportamientos específicos del origen y probable madurez de los gases. La figura 3.9 combina el $\delta^{13}\text{C}$ del metano Vs Humedad y determina si los gases son bacteriales, termogénicos asociados, termogénicos no-asociados, o bien si se trata de una mezcla entre gas bacterial y termogénico.

Diagrama de Faber and Stahl (1984)

La prospección superficial de geoquímica está basada en la determinación de los campos de hidrocarburos y la relación que ha sido usada por muchos años (ej. Laubeimer 1933; Horvitz, 1939, 1972, 1978; Emery and Hoggan, 1958). En este primer estudio regional se intentó introducir la relación de los isótopos del carbono del metano en conjunción con los campos de hidrocarburos y su relación para la caracterización genética de los gases termogénicos en los sedimentos superficiales, para comparar los datos isotópicos de superficie con la roca generadora. La relación entre los datos de gas en superficie y la probabilidad de hidrocarburos en una área son estudiados, con el objeto de determinar si áreas con potencial de hidrocarburos pueden ser evaluados con la geoquímica superficial.

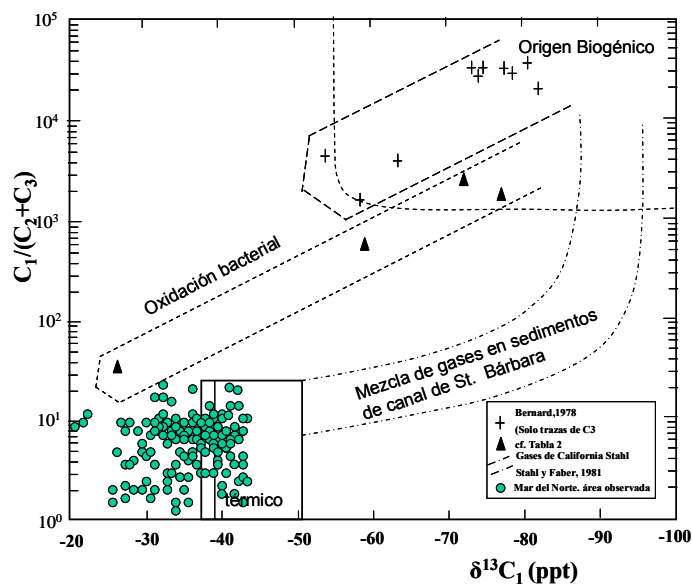


Fig. 3.10 Gráfico de C₁/ (C₂+C₃) vs δC₁ (Modificado por Bernard, 1978). Trend de líneas relacionadas a la oxidación bacteriana, basadas sobre datos del mar del Norte, de gases en sedimentos.

El diagrama modificado de Bernard (1978) es usado para caracterizar los gases en sedimentos de áreas examinadas en el mar del Norte (Fig. 3.10), ésta indica que los gases termogénicos generados de rocas profundas son migrados a la superficie. Faber and Stahl (1983), en experimentos de laboratorio demostraron la

degradación natural de muestras de sedimentos durante o después del muestreo, indicando una notable pérdida de metano, e incremento de la humedad y el contenido de ^{13}C del metano. La degradación fraccionada durante el almacenaje fue evitado mediante el congelamiento inmediato. La oxidación del biogénico anaeróbico del metano en la zona de reducción del sulfato, altera la composición de los hidrocarburos y su relación isotópica. Bernard (1978, 1979), Whelan *et al* (1978) y Doose (1980) reportaron reducción de metano y el correspondiente enriquecimiento del ^{13}C del metano residual. Pocos datos han sido publicados sobre variaciones de concentraciones de hidrocarburos pesados y la relación $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ de metano causado por la oxidación bacterial. Los datos muestran que el metano llega a ser reducido drásticamente durante la oxidación bacterial. La tendencia de fraccionamiento está representada en la figura 2.7, la tendencia de oxidación es ligeramente diferente de la tendencia no lineal de mezclas de gases biogénicos y termogénicos, el cual por comparación es representado por datos geoquímicos de superficie en muestras de Santa Bárbara (Sthal y Faber, 1981). Sin embargo resulta difícil poder diferenciar entre estos procesos e imposible para determinar el grado de oxidación sobre las bases de los datos discutidos.

Diagrama de Whiticar and Faber (1986)

La combinación de los isótopos del carbón e hidrógeno del metano pueden también indicar una mezcla de gases. En el diagrama de Carbono y Deuterio (CD), $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta\text{DC}_1$, los pares de datos de un rango de mezclas de 2 gases naturales diferentes, son graficados como líneas rectas entre el miembro final de los gases. La grafica muestra 2 ejemplos de líneas de mezclas (Fig. 3.11). Que bajo circunstancias desfavorables los isótopos del carbono e hidrogeno del metano son incapaces para diferenciar entre los procesos de mezcla y oxidación. Sin embargo, los efectos secundarios están presentes y el gas medido no fue gas primario. La figura 3.6.3.4.1 muestra los efectos combinados de los isótopos de carbón e hidrogeno cambiados por los efectos de la oxidación. Por comparación las variaciones de los isótopos de carbón e hidrogeno (C y D), son esperadas por la mezcla de dos tipos de gases (mezcla uno, gas bacterial de reducción de CO_2 con gas termogénico y mezcla de dos gases bacteriales de fermentación metilica

con gas termogénico), estos son mostrados a lo largo del extremo con rangos de magnitud debido a los valores isotópicos del kerógeno y la metanogénesis.

En circunstancias específicas la oxidación del gas bacterial podría semejarse al gas termogénico. En este caso los efectos secundarios de oxidación deben ser aparentes en combinación con otros parámetros (tales como $C_1 / (C_2 + C_3)$, $\delta^{13}C_{C_3H_8}$). El consumo microbiano del hidrocarburo conduce a los cambios en la firma del gas, por tanto, los gases alterados tienen una composición molecular enriquecida en los homólogos más altos (etano y propano), debido a la facilidad del metabolismo del metano por los microbios.

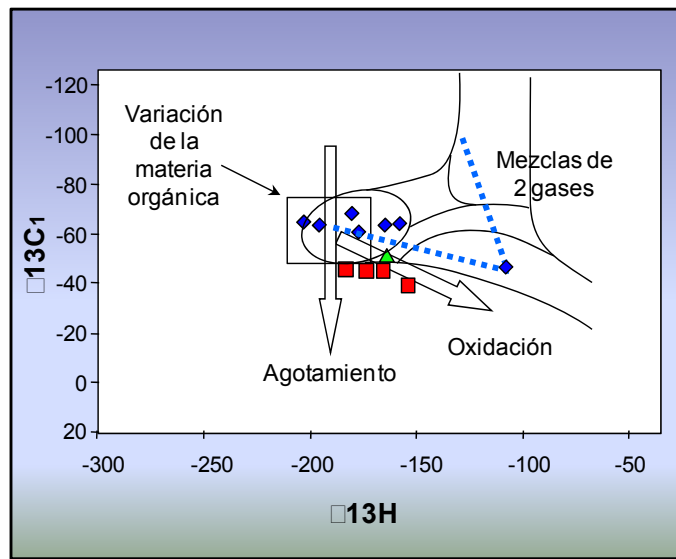


Fig. 3.11 Los efectos secundarios tales como mezclas, oxidación y agotamiento sobre $\delta^{13}C_1$ y $\delta^{13}C_1$, son representados en el diagrama de Carbono y Deuterio

Diagramas de Prinzhofer (1995, 1997)

Como resultado de las observaciones realizadas para la caracterización de los gases Prinzhofer y Huc 1995, consideran que a pesar de la complejidad extrema de procesos que controlan la composición final del gas, dos diagramas son propuestos: $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ versus $\ln C_2 / C_3$ y $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ versus $\ln (C_1 / C_2)$, estos pueden dar nuevas e importantes formas de interpretación sobre el origen del gas. Con la primera gráfica es posible diferenciar entre el comportamiento de un gas originado de un cracking primario de un kerógeno, de gases generados de un

craqueo secundario de aceites. Esto es posible diferenciar entre el comportamiento de un craqueo primario y secundario, ya que el mayor grado de fraccionamiento para $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ en comparación del fraccionamiento representado en $\ln(C_2/C_3)$ sugiere un cracking primario. Por el contrario, un gran fraccionamiento para $\ln(C_2/C_3)$ con respecto a $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ sugiere un craqueo secundario del aceite (Fig. 3.12), con el segundo diagrama se propone un procedimiento para diferenciar una tendencia termogénica de una mezcla, y se sugiere como una posible hipótesis la posibilidad de distinguir la tendencia de salida, debido a difusión de gases a través de las rocas sello en el yacimiento. Este acercamiento es todavía tentativo y necesita ser confirmado por ejemplos de campos y experimentos de laboratorio.

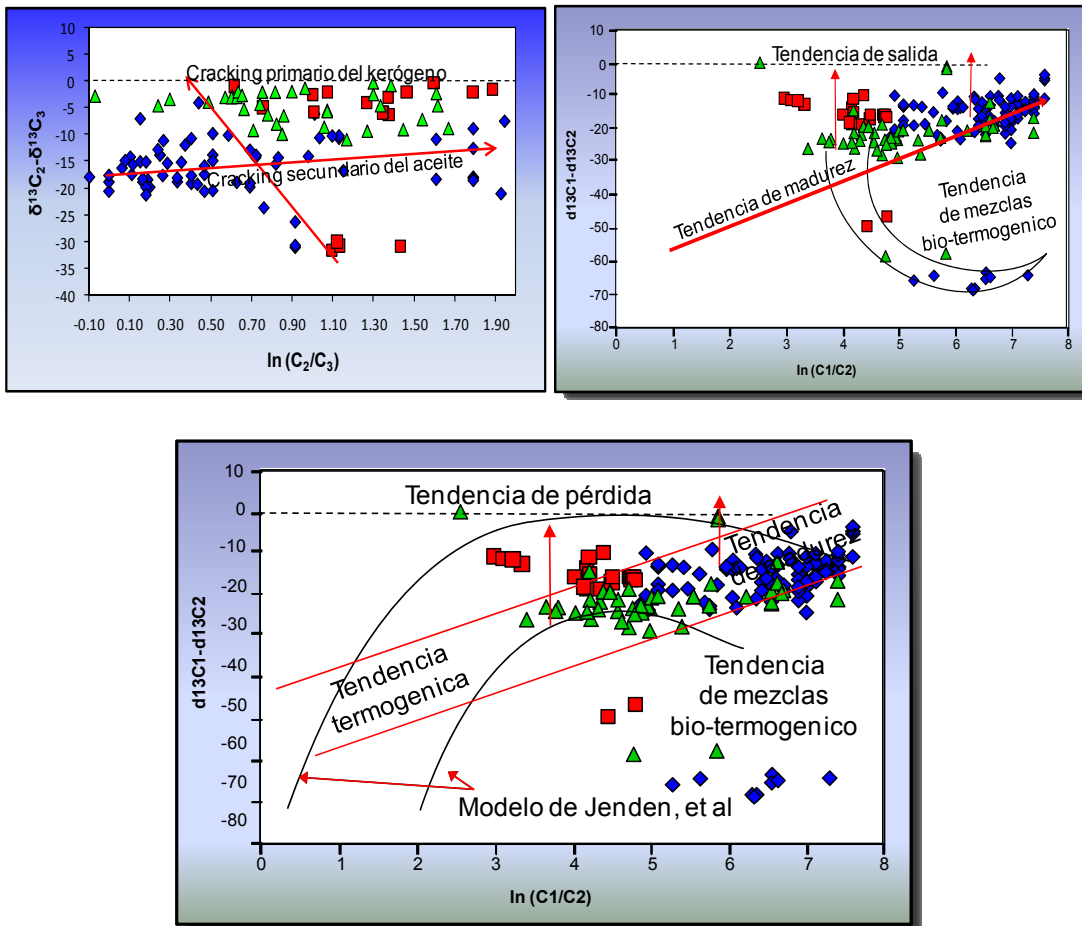


Fig. 3.12 Dentro del modelo de Jenden, et al., en Prinzhofer y Huc (1995) se muestran la tendencia de los gases de Veracruz, que indican una mezcla de dos gases termogénicos, uno inmaduro y otro sobre maduro, la combinación de la tendencia de madurez cambiando por la pérdida del gas.

Con el segundo diagrama propuesto por Prinzhofer *et al* (op cit), $\delta^{13}\text{C}_1$ - $\delta^{13}\text{C}_2$ versus $\ln (C_1/C_2)$, es posible diferenciar las tendencias de madurez, difusión (fugas del yacimiento), y mezclas de gases. Dicha gráfica está fundamentada en el concepto de que cuando la madurez aumenta, la proporción de metano también tiende a ser mayor, pero la diferencia entre la relación isotópica disminuye tendiendo a cero. Por otra parte, si existe mezcla entre gas metano bacterial y termogénico, habrá una diferencia sustancial entre la relación isotópica, esto debido a los valores isotópicos negativos del metano biogénico. Finalmente cuando existe una fuga o difusión del gas, este se enriquecerá en metano como resultado el producto final será más ligero que el gas residual.

Como conclusión se puede decir que los estudios isotópicos descritos en los párrafos anteriores son muy útiles para caracterizar genéticamente a los gases, aunque existen otros tantos trabajos de estos mismos y otros autores en la literatura donde estas técnicas han sido aplicadas, sin embargo el suscrito considera que para los fines de este estudio, la caracterización isotópica estará basada con estas técnicas.

4. ORIGEN Y DISTRIBUCIÓN DE LOS GASES DE LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ (CTV)

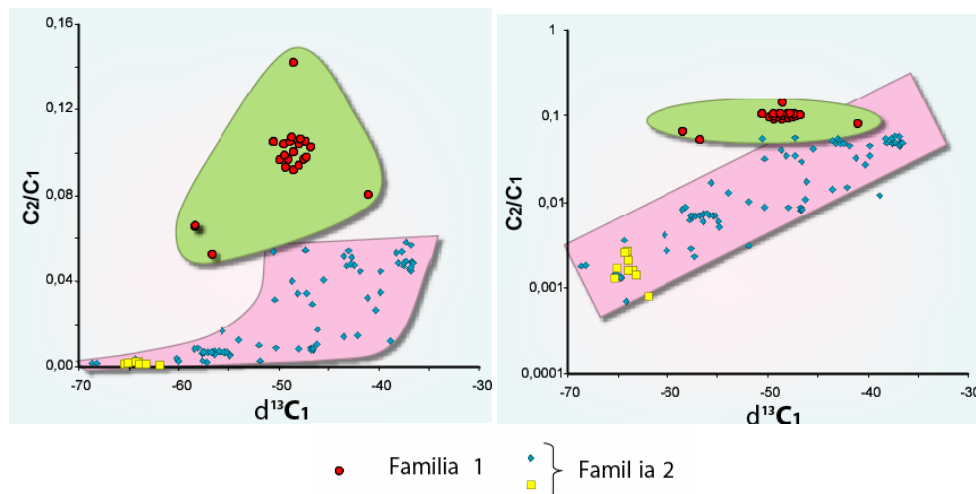
Los resultados de los estudios realizados anteriormente por PEMEX en diversos laboratorios (CHEVRON, AMOCO e IMP) revelaron la presencia de gases biogénicos y termogénicos en los yacimientos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior; gas termogénico asociado al condensado en los yacimientos del Mioceno Inferior – Medio hacia el centro de la CTV, gases híbridos (bio-termogénicos) al sur del Frente Tectónico Sepultado (FTS) en brechas del Cretácico Superior y gas termogénico seco y asociado con aceite en los yacimientos del Cretácico Medio y Superior, al norte del FTS. Esto permitió establecer correlaciones genéticas por biomarcadores de aceites e isotopía de gases entre los hidrocarburos presentes y sus potenciales rocas generadoras profundas, definiéndose cierto grado de conocimiento de los sistemas petrolíferos en la CTV.

4.1. Grupos Genéticos de Gases en la CTV

Utilizando técnicas geoquímicas recientes de alta resolución con el fin de caracterizar los gases de la CTV, fueron analizados, integrados e interpretados los datos de la composición molecular del gas natural (metano, etano, propano, i-butano y n-butano) por medio de diagramas genéticos de diversos autores. El propósito fue definir el origen de estos gases (biogénico/termogénico), el estado de evolución térmica de la roca generadora (origen somero/profundo asociados con aceite, mezclas), calidad (seco/húmedo; dulce/amargo), tipo de craqueo (primario/secundario), los focos de generación posibles, rutas y distancia de migración, lo cual permitiese en el contexto geológico de la CTV., entender los procesos de acumulación, evolución y distribución geográfica y estratigráfica de los yacimientos.

Los resultados de estos estudios han permitido identificar y cuantificar las familias de gases y mezclas de gases biogénicos-termogénicos, diferenciar los gases generados por el craqueo primario del kerógeno, por craqueo secundario de aceite a gas o craqueo secundario de gas a gas, evaluar la biodegradación, evolución termal, distancia y dirección de migración de los gases estudiados, y la pérdida de gas a través de las rocas en condiciones de yacimiento.

La integración de los datos isotópicos y composicionales de los gases de la CTV permitió demostrar que existen tres familias principales de gases (Prinzhofer, y Mello, 2004). En el diagrama de la relación molar etano/metano (C_2/C_1) vs el delta Carbono 13 del metano ($\delta^{13}C_1$) (Prinzhofer y Pernaton 1997), se observa una familia con una gran variedad $\delta^{13}C_1$ de muy negativa (-65 partes por mil) hasta muy positiva (-35 ppm) (Fig. 4.1). Estos gases son interpretados por algunos autores como una mezcla de gases termogénicos (rombos azules) y biogénicos (cuadros amarillos), mientras que otros autores consideran que son solamente termogénicos (metano de alta madurez), correspondiendo sus valores al fraccionamiento isotópico del Carbono debido a largas distancias de migración desde la fuente al reservorio (Prinzhofer y Pernaton 1997). La dispersión de los datos no permite descifrar si la tendencia corresponde a una línea recta en escalas lineales (mezclas) o en escalas logarítmicas (fraccionamiento debido a migración).



(Prinzhofer y Pernaton, 1997)

Fig. 4.1 Relación isotópica del $\delta^{13}\text{C}_1$ vs C_2/C_1 en escala lineal y logarítmica, mostrando una primera interpretación de la distribución de las familias de gases

Fue necesario construir otros diagramas (Prinzhofer y Rocha 2004) de mezclas basados en el mismo denominador entre dos compuestos terminales (*end-members*), lo que obligatoriamente se ajustaría a una línea recta (Fig. 4. 2. a y b).

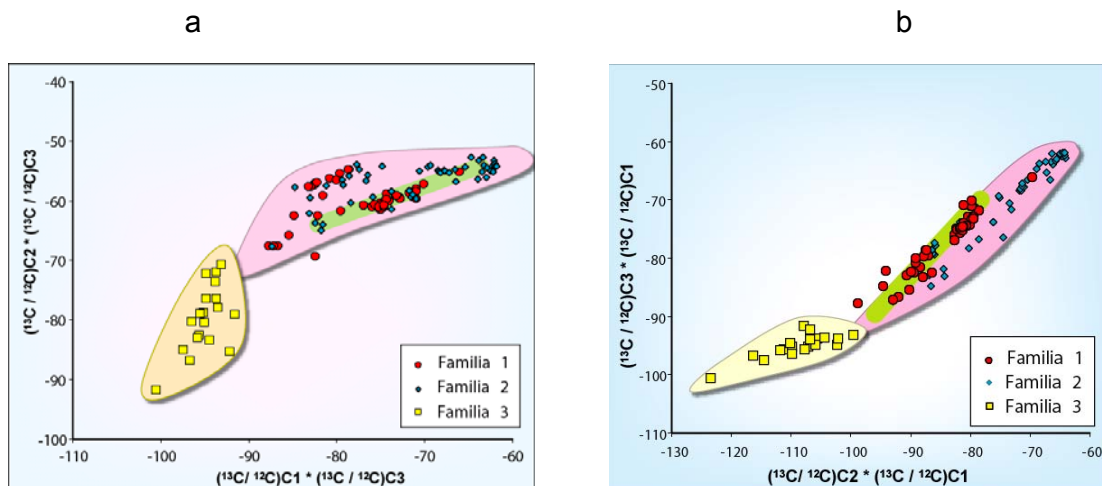


Fig. 4.2 a y b La buena correlación entre las familias 2 y 3 indican una migración a gran distancia como proceso de fraccionamiento sugiriendo la existencia de un potencial profundo en la cuenca

Como los isótopos del carbono son generalmente menos afectados por los procesos de muestreo que las proporciones químicas de las moléculas, se trató de crear un diagrama de mezclas con el mismo denominador usando solamente las relaciones isotópicas del Carbono del metano, etano y propano ($(^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{C}_2 \times (^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{C}_3$) versus $((^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{C}_1 \times (^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{C}_3)$ (Figura 4.2). El diagrama muestra que la Familia 1 (círculos rojos), está a lo largo de una línea recta, una parte de la Familia 2 (rombos azules) es también compatible con una línea recta, pero otra parte está claramente definiendo otra tendencia, sugiriendo que las series de gas no pueden ser interpretadas como una simple mezcla entre una tendencia termogénica y una biogénica. En este último caso (biogénico), todos los gases deberían estar ordenados en una línea recta, aún con una gran dispersión. Sin embargo estos se encuentran aislados fuera de la tendencia principal como una tercera familia, como se muestra en las Figuras 4.2. Como resultado del

análisis mostrado en estas graficas, se analizan sus tendencias en la cual se define su origen, madurez, evolución, etc. Estableciendo así 3 familias de gases:

- Familia 1: gases termogénicos de baja madurez, no fraccionados por la migración, provenientes muy posiblemente de un foco de generación de rocas cretácicas (círculos rojos).
- Familia 2: gases termogénicos maduros, altamente fraccionados por la migración, probablemente provenientes de un foco de generación del Jurásico Superior (rombos azules).
- Familia 3: gases biogénicos. Muy secos generados por la actividad bacterial, asociados con rocas del Mioceno y Plioceno (cuadros amarillos).

Es importante mencionar que cuando se utilizan las relaciones isotópicas del metano en los gráficos (Fig. 4.1, log.), la Familia 2 (rombos azules) presenta una tendencia similar a la Familia 3 (cuadros amarillos). Sin embargo, cuando las relaciones isotópicas conciernen solamente la fracción de gases húmedos C2+ las familias 1 y 2 muestran tendencias comparables, mientras que la Familia 3 presenta una pendiente diferente (Figura 4.3 a, b).

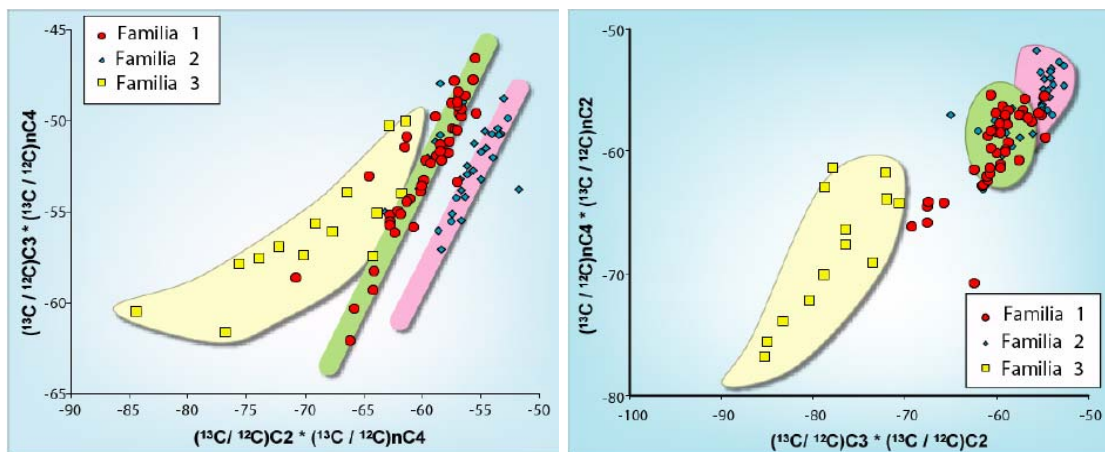


Fig. 4.3 a y b - Correlación de las fracciones pesadas del gas (C2+), mostrando la separación de estas, definiendo los tres grupos genéticos de gases.

Con el análisis de los componentes individuales del gas en los diferentes arreglos estructurales, mostrando su origen genético confirmando que las familias 1 y 2 son ambas termogénicos, donde el fraccionamiento isotópico está afectando al metano de la Familia 2. La Familia 3 tiene un origen distinto y es considerado como el gas biogénico.

4.2. Gases biogénicos y termogénicos de la Cuenca de Veracruz

Los diversos estudios realizados en la cuenca, demuestran la existencia de tres familias de gases, aún cuando su origen puede considerarse en debate ya que algunos autores consideraban mezclas de gases termogénicos y biogénicos, mientras que para otros eran solamente termogénicos, cuyos valores negativos de fraccionamiento eran debido a las grandes distancias de migración desde la roca generadora hasta el yacimiento.

En la gráfica de diferencia de los isótopos de carbono etano - propano y de metano - propano (Fig. 4.4), muestra una tendencia perpendicular entre las 2 familias termogénicos 1 y 2 (mayores fraccionamientos entre metano y propano que entre etano y propano), mientras que la Familia 3 muestra principalmente un largo rango de fraccionamiento entre etano y propano. Esto puede ser explicado por una mezcla entre un gas biogénico (con muy pocas cantidades de etano y propano, pero muy ligero isotópicamente hablando y una gran cantidad homogénea de metano, isotópicamente ligero) y un gas termogénico. Un modelado simple de miembros terminales de una mezcla entre un *end-members* termogénico y otro biogénico muestra que es posible modelar la Familia 3, pero no modelar con el mismo proceso las otras dos familias de gases.

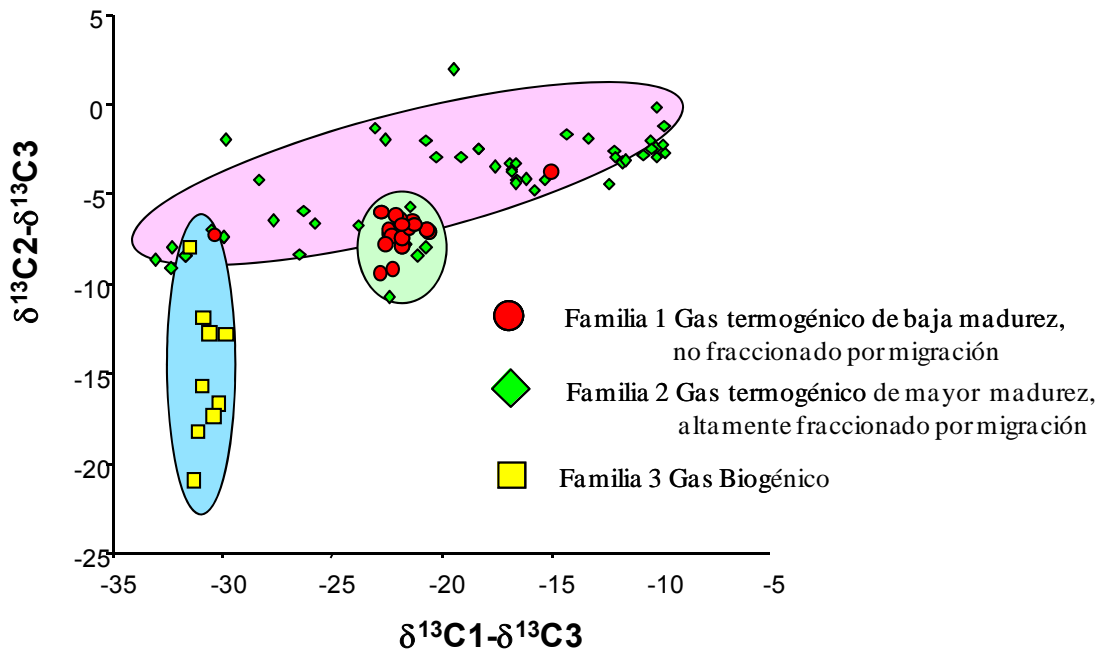


Fig. 4.4. - Comparación isotópica del C1, C2, C3, mostrando la delimitación de las tres familias de gases bien definidas

Al graficar algunos parámetros geoquímicos de estos gases contra la profundidad de los yacimientos, los gases biogénicos de la Familia 3 se ven muy parecidos a los gases fraccionados de la Familia 2 cuando se compara el $\delta^{13}\text{C}_1$ (Fig. 4.5 a). Esto indica que los orígenes de estos gases fueron ciertamente complejos, y que la composición isotópica del carbono en metano no fue suficiente para evaluar claramente sus respectivos orígenes. Por el contrario los valores delta carbono 13 del etano ($\delta^{13}\text{C}_2$) son muy diferentes entre las familias 2 y 3, confirmando sus orígenes diferentes (Fig. 4.5 b). Las tendencias de $\delta^{13}\text{C}_1$ y $\delta^{13}\text{C}_2$ para las familias 1 y 2 muestran un aumento en la relación de isótopo de carbono con la profundidad a partir de 1600m aproximadamente, lo que se interpreta como un aumento de la madurez con la profundidad. Para yacimientos más profundos la tendencia se invierte y esto puede corresponder a un fraccionamiento isotópico debido a migración del gas hacia la superficie, siendo el $\delta^{13}\text{C}$ más ligero con el aumento de migración. Los gases biogénicos de la Familia 3 definen una tendencia con valores isotópicos más ligeros con la profundidad, lo cual puede corresponder a una pequeña mezcla con algunos gases termogénicos.

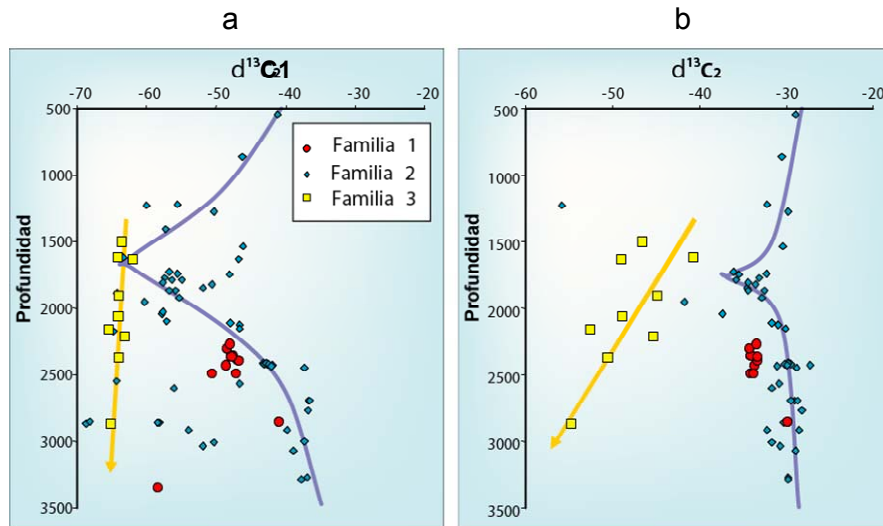


Fig. 4.5 a y b Composición isotópica del metano y etano vs profundidad para mostrar la diferenciación de las familias de gases

La comparación de los isótopos de carbono del etano y propano (Fig. 4.6) muestra claramente las tres familias ya definidas, la Familia 3, principalmente biogénica, exhibe valores isotópicos ligeros para el etano y propano, lo cual es característico de la generación bacteriana. Los gases de la Familia 2 tienen valores más pesados $\delta^{13}\text{C}$ para el etano y el propano. La Familia 1 tiene $\delta^{13}\text{C}$ termogénico normal para el metano y el propano. La Familia 2 indica ser termogénica, pero con una roca generadora diferente a la Familia 1 o con madurez diferente de la fuente (más madura que la Familia 1). El patrón promedio de $\delta^{13}\text{C}$ de las tres familias parece favorecer una roca generadora común para las familias 1 y 2, ya que el $\delta^{13}\text{C}$ de las moléculas más pesadas (isómeros del butano) son muy parecidas (Fig. 4.7). La Familia 2 solamente vendría de un nivel de madurez mayor. La Familia 1 es completamente diferente en su patrón, con isótopos de carbono del metano, etano y propano más ligero, las tres moléculas que pueden ser generadas por actividad bacteriana.

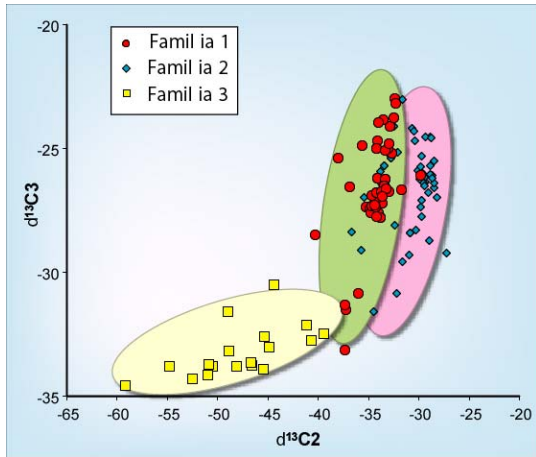


Fig. 4.6 Composición isotópica del etano y propano en las 3 familias de gases de la CTV

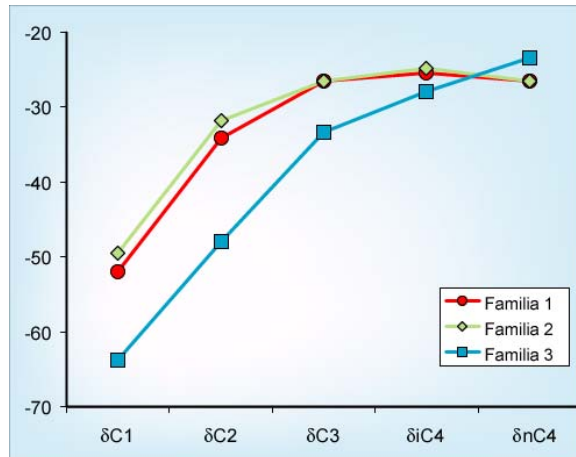


Fig. 4.7 Patrón promedio del $\delta^{13}\text{C}$ para mostrar la diferenciación de las 3 familias de gases

Durante los trabajos sísmicos recientes (2006-2007) realizados en la CTV, se manifestó el gas en innumerables ocasiones al estar perforando pozos a 20 - 25 m para introducir cargas explosivas como fuentes generadoras de ondas sísmicas fotos 1, 2 y 3 (Fig. 4.8). Estas manifestaciones muestran el gran potencial del área. Los resultados de los análisis de estos gases muestreados en superficie, no están incluidos en las graficas anteriores, sin embargo sus datos isotópicos y cromatográficos indican que son de origen bacterial (similar al de los yacimientos biogénicos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior). Por otro lado, el análisis realizado en la manifestación de la foto 4 (Fig. 4.8), muestran la presencia de gases húmedos (C2+) indicando mezclas biogénico-termogénico (Bernard, 1976), evidenciando la presencia de chimeneas o fugas de potenciales yacimientos similares a las del campo Cocuite, en el cual coexisten las tres familias de gases.



Fig. 4.8. Fotos 1, 2 y 3 Manifestaciones de gas biogénico en perforaciones de 20 y 25 m para el levantamiento sísmico. Foto 4, boca de chimenea con mezclas biogénico-termogénico (El Salitral)

En resumen, el análisis crítico de los trabajos previos y la interpretación genética de los datos analíticos moleculares (metano, etano, propano, isobutano) e isotópicos (delta Carbono 13) coadyuvaron a las siguientes conclusiones:

- Algunos gases son principalmente biogénicos y corresponden probablemente a gases de formación someros (Familia 3), no están relacionados con los sistemas petrolíferos convencionales. Se localizan en el centro de la cuenca.

- Algunos gases son solamente termogénicos, sin alteración post-genética (Familia 1). Son de baja madurez relativa (Ventana de aceite). Se localizan solamente en la región nor-occidental de la cuenca.
- Los otros gases son termogénicos también, pero con una mayor madurez que los anteriores (Familia 2). También sufrieron altos grados de fraccionamiento debido a grandes distancias de migración y están presentes en toda la cuenca.

4.3. Grado de madurez de los gases en la Cuenca de Veracruz

La madurez térmica correspondiente a la fuente de gas termogénico del “end member” (miembro final), puede ser evaluada utilizando isótopos. Por un lado se tiene el enfoque de James (1983) relaciona el nivel de madurez a las diferencias en composición isotópica de los gases individuales. Prinzhofer y Huc (1995), relaciona los parámetros ($\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$) vs ($\ln(C_1/C_2)$) (Fig. 4.9). Dicha relación se sustenta bajo el concepto de que cuando la madurez aumenta, la proporción de metano tiende a ser mayor, pero la diferencia entre la relación isotópica disminuye tendiendo a cero. Si existe mezcla entre gas metano bacterial y termogénico, habrá una diferencia sustancial entre la relación isotópica, esto debido a los valores isotópicos negativos del metano biogénico. Finalmente si una fuga o difusión del gas ocurre, éste se enriquecerá en metano y como resultado el producto final será más ligero que el gas residual. En la cuenca de Veracruz los datos muestran que se tienen mezclas de gas biogénico-termogénico, esto como consecuencia de la migración de gas termogénico profundo el cual se mezcla con gas somero biogénico, asimismo se puede interpretar el enriquecimiento del metano debido al proceso de fuga o difusión que ocurre en la cuenca, tanto al gas profundo durante su migración como al gas generado y almacenado en horizontes someros.

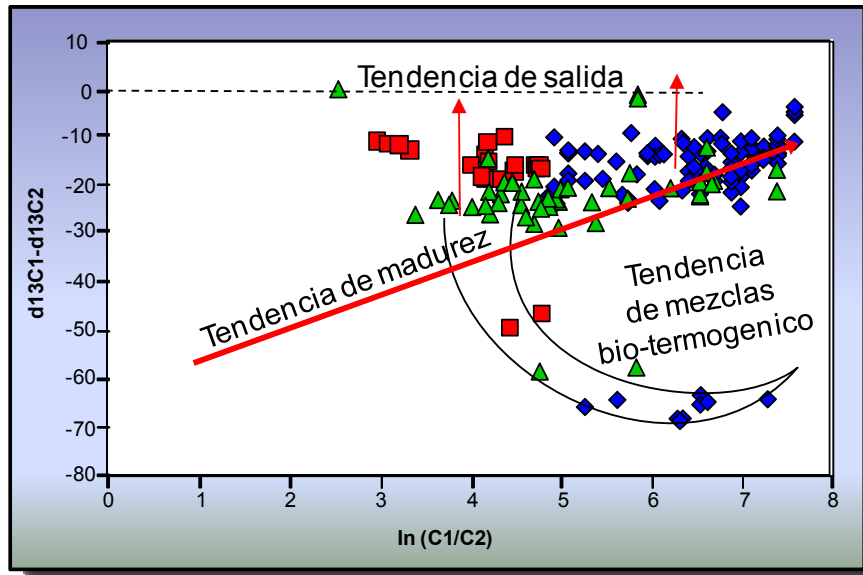


Fig. 4.9 Modelo de fraccionamiento genético aplicado en las muestras de la Cuenca de Veracruz el cual permite diferenciar las tendencias de madurez, mezclas de gases y tendencias de difusión (Prinzhofer y Huc, 1995)

Por otra parte se tiene el enfoque de Clayton (1991) que relaciona rangos isotópicos de gases individuales con diferentes modos de origen asociados con diferentes rangos de temperaturas del subsuelo. De acuerdo con este esquema, el gas termogénico fue generado de kerógeno lábil a temperaturas no mayores de 150°C correspondientes a un Ro equivalente entre aproximadamente 0.8% y 0.9 %. Este enfoque también sugiere que las contribuciones del craqueo de gas, que ocurre predominantemente entre 150° y 180° C, son relativamente menores. De ahí que, ambos enfoques sugieren un historial térmico moderado, lo cual es una importante restricción para el modelo de cuenca, así como para la evaluación de las áreas de drenaje e historia de migración. Aunque los datos geoquímicos de los gases de la cuenca sugieren cierta relación con este modelo de madurez, sin embargo no sería totalmente confiable debido a las abundantes mezclas de gases que se tienen en el área los cuales contaminan y modifican la temperatura real a la cual fueron generados estos gases.

Berner y Faber (1988), basándose en datos empíricos realizan un modelo matemático donde relacionan los valores isotópicos del metano al propano con la madurez (%Ro), a partir de la determinación de la tendencia de madurez de cada componente del gas con respecto a su valor isotópico. Estos investigadores hacen la relación de pares co-genéticos de gases, metano-etano, etano-propano, con la finalidad de verificar tendencias de madurez y, asimismo, identificar mezclas entre gases ya sea termogénico - termogénico o termogénico-biogénico. Por ejemplo, si el metano proviene de gas termogénico y se mezcla con metano bacterial, el cual contiene valores isotópicos más negativos o ligeros, la mezcla producirá un nuevo gas que tenga un valor isotópico entre el valor menos negativo del termogénico original y el valor isotópico más negativo del gas bacterial original. Como conclusión de los modelos matemáticos y observaciones, se puede decir que el fraccionamiento isotópico de los componentes del gas está íntimamente ligado a la temperatura de generación, al valor isotópico original de la fuente generadora y al factor de fraccionamiento de esta misma. Como resultado las variaciones de los valores isotópicos reflejarán la naturaleza y comportamiento de la historia de evolución térmica de los kerógeno precursores de dicho gas.

Basado en este esquema fueron integrados los datos de la CTV, mostrando que los gases termogénicos (puros o como mezclas) del FTS muestran dos rangos de madurez, de acuerdo a los análisis basados en las relaciones $\delta^{13}\text{C}$ del propano vs $\delta^{13}\text{C}$ del etano (Fig. 4.10 a), los gases con 0.9 a 1.0 % de madurez Ro son gases termogénicos asociados con el aceite, mientras que los gases con valores de 1.0 a 1.4 % de Ro, son termogénicos asociados con condensados (Fig. 4.10 b). Los gases termogénicos presentes en las mezclas tienen madurez de 0.9 a 1.4 % de Ro y están presentes en toda el área. Las mezclas de gases bio-termogénicos son mostradas por la impresión de los gases de las líneas co-genéticas en el diagrama $\delta^{13}\text{C}$ propano vs $\delta^{13}\text{C}$ metano (Fig. 4.10 b).

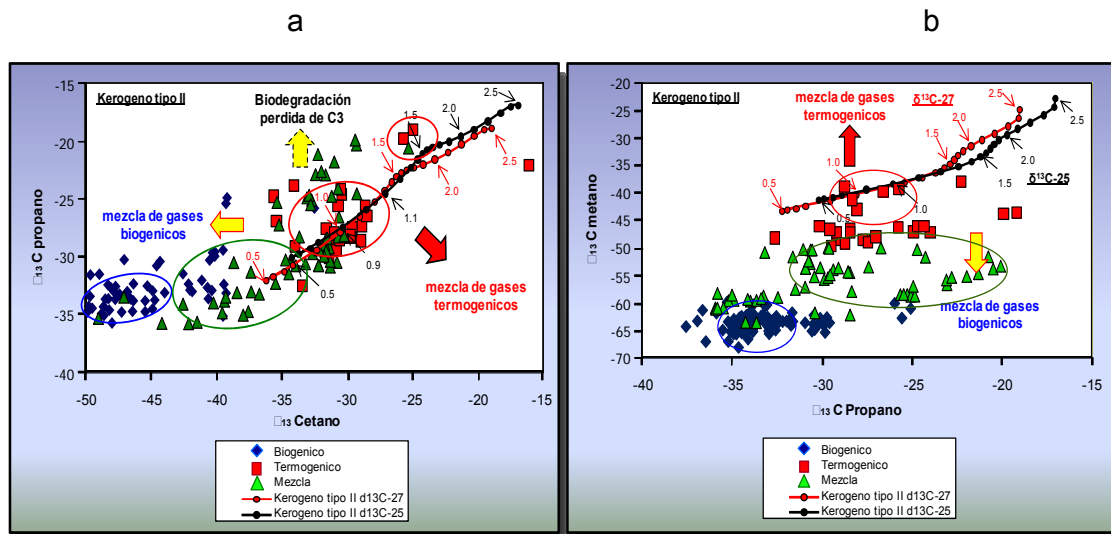


Fig. 4.10 a, b Relaciones entre los isótopos estables del carbono del metano vs. propano y del etano vs propano de acuerdo con las ecuaciones de carbono 26, 27, y 28 mostrando los efectos secundarios como madurez térmica y las mezclas bio-termogénicas, referenciada con la reflectancia de vitrinita en los gases de la Cuenca de Veracruz (Modificado de Taludkar, S.C. *et al.* 2002).

La estratigrafía, las estructuras, el gas, la madurez y la edad de las rocas generadoras, sugieren que los gases termogénicos son derivados de fuentes mesozoicas con valores de madurez de 0.85 y 1.30 % de R_o . Este gas termogénico de origen Mesozoico es considerado mucho más importante que el de la fuente Terciaria, juzgando por su origen, calidad, tipo y madurez. Los gases biogénicos fueron generados principalmente de la materia orgánica presente en las lutitas y areniscas del Mioceno Medio, Superior y Plioceno, las cuales son térmicamente inmaduras, pero presentan espesores y riqueza orgánica ($COT = 0.72 - 0.93\%$) suficientes para la generación, acumulación y preservación de metano bacterial.

Finalmente, con el propósito de completar el análisis de los parámetros de madurez y evolución de los gases, se aplicó por primera vez en la CTV una nueva técnica denominada diamantoides (Moldowan *et al.*, 2005). Se integraron los resultados de las concentraciones de Diamantoides realizadas a las muestras de hidrocarburos del rango de los condensados ($C7+$), en donde debido al craqueo

de los hidrocarburos, ya casi no es posible tener la presencia de biomarcadores para su análisis, entonces es aplicada esta técnica, enfocada primordialmente para conocer el origen de los hidrocarburos, grado de madurez, evolución, así como la composición de sus mezclas.

Al integrar las muestras del área, los resultados sugieren que la mayoría de las muestras se ubican dentro de un craqueo de ligero a medio del aceite, relativamente normales correspondiendo con la madurez a la que fue generada la mayoría de los hidrocarburos del área. Sin embargo, se muestran también la presencia de hidrocarburos muy evolucionados generados por un craqueo muy intenso producto de una roca generadora profunda muy activa, previamente desconocida para el gas y los líquidos en la CTV. Asimismo se muestran la presencia de mezclas de hidrocarburos de diferentes rocas generadoras (Jurásico-Cretácico?) y /o de diferentes pulsos de migración como se observa en los yacimientos de Guinea - Perdiz (Fig. 4.11). Los resultados indican la existencia de rutas ascendentes de migración desde fuentes profundas hacia yacimientos de aceite y gas. Si se tienen estructuras profundas en las cuales se tengan condiciones favorables de porosidad y permeabilidad para almacenar hidrocarburos, se tiene la posibilidad de encontrar enormes yacimientos localizados a lo largo de las rutas de migración de aceite ligero y gas.

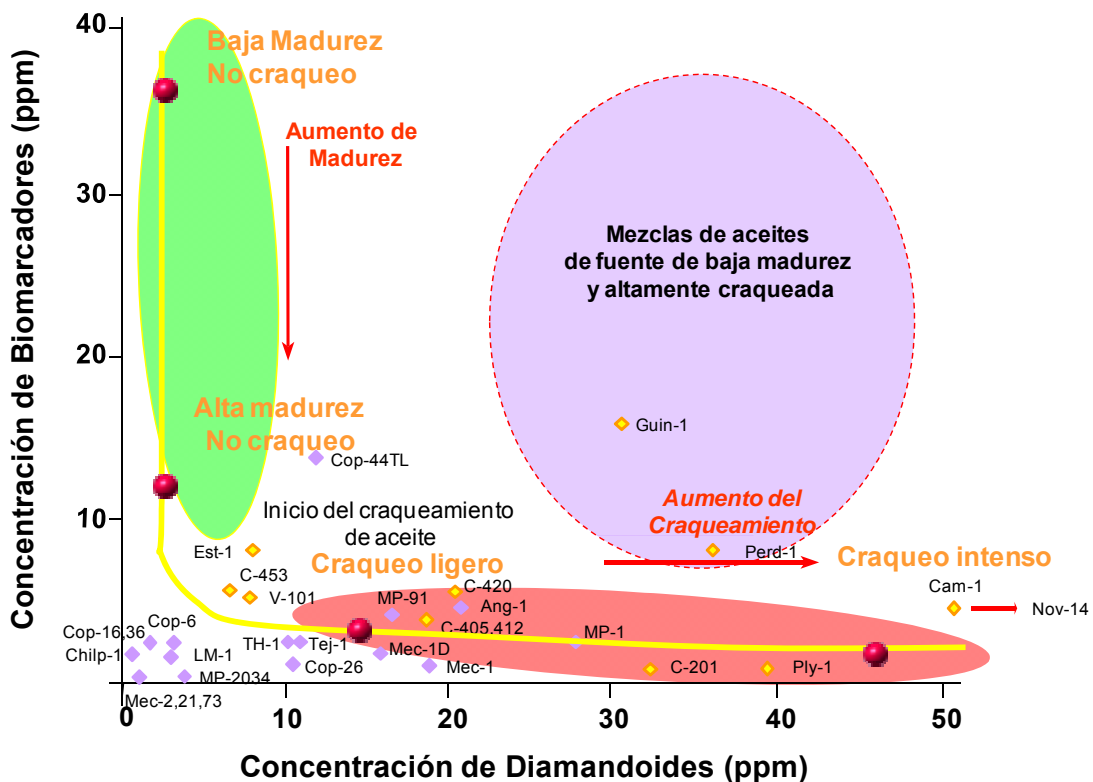


Fig. 4.11 Grafico con la concentración de diamantoides vs biomarcadores mostrando la mezcla de hidrocarburos de diferentes fuentes, tanto de craqueo ligero como intenso, y su origen profundo (después de M. Moldowan *et al*, 2005).

Está claro que una roca generadora profunda (a mas de 6000 m, Cretácico-Jurásico), activa, previamente desconocida, está presente en la cuenca de Veracruz. De acuerdo con los resultados del gráfico de diamantoides/biomarcadores, la migración de esta fuente muy profunda se observa mejor en los pozos Playuela-1, Cocuite-201, Guinea-1, Mata Pionche-1 y Otopan-1. Se infiere que estas vías de migración son fallas muy profundas que se extienden desde las rocas generadoras profundas hacia los yacimientos someros, proporcionando variadas rutas de migración para los hidrocarburos (gas/líquidos) profundos. Proponiendo entonces que cualquier estructura con porosidad y permeabilidad adecuada a lo largo de estas vías de migración deben estar sobrecargada con hidrocarburos líquidos y gaseosos. La migración profunda está corroborada en otros análisis de alta resolución como son los diamantoides

aplicada en los pozos como son: Hatillo-1, Cocuite-420, Mecayucan-1, Cocuite-412, Cocuite-405, Mata Pionche-91, Campo Copite-44TL, Tejeda-1, Copite-26, Vistoso-101, y Cocuite 453. Con el análisis de esta información, cabe la duda de saber si los yacimientos están totalmente desarrollados? estos deberán considerarse para futuras exploraciones hacia horizontes laterales y más profundos.

4.4. Origen del gas en la Cuenca de Veracruz como resultado del craqueo primario y/o secundario

El craqueo del kerógeno y de los hidrocarburos se define como el rompimiento de moléculas orgánicas grandes en otras más pequeñas. Este es un proceso comúnmente asociado con la formación de condensados, hidrocarburos del rango de las gasolinas y gas del aceite. Esto implica descomposición térmica o fragmentación de las moléculas orgánicas grandes en moléculas de bitúmenes de tamaños más pequeños. En este aspecto es similar a la catagénesis. Cuando el gas y/o condensado es generado directamente del craqueo del carbón húmico o kerógeno tipo III, se denomina craqueo primario. Cuando estos gases se forman a partir del aceite y gas húmedo se le denomina craqueo secundario.

Los estudios de gases normalmente se inician con el empleo de las composiciones moleculares y relaciones isotópicas del Carbono en las moléculas del etano, propano, isómeros del butano. El pentano es generalmente muy fraccionado durante el muestreo entre las fases líquida y gaseosa para proporcionar mediciones con significado geoquímico.

La composición de los gases biogénicos está representada casi totalmente por metano (99%), sin embargo, el etano también puede estar presente (< 1%), (Oremland et al., 1988, en Whiticar 1994). El metano biogénico se origina de la fermentación del acetato (ambientes no marinos), por la reducción del dióxido de

carbono (ambiente marinos), así como por la fermentación de las bacterias el consumir los hidrocarburos ya formados (biodegradación).

Actualmente la CTV produce gas seco en más de 15 campos, cuya profundidad varía entre 1500 a 2500 m, considerándose que la explotación ha sido principalmente somera por tanto es de considerarse que las exploraciones futuras deberán enfocarse a objetivos más profundos, ya que el potencial de gas termogénico también es alto, evidenciado por el fraccionamiento, evolución térmica y craqueo de los hidrocarburos (Figura 4.12). Los gases presentan valores isotópicos del Carbono muy ligeros en el metano, existe una mezcla de gases termogénicos y biogénicos. Asimismo los datos de etano y propano indican un origen termogénico a partir del craqueo secundario de aceites generados por rocas del Mesozoico. Por lo tanto, parte de los valores isotópicos ligeros del carbono en el metano son producto del fraccionamiento debido a la migración desde grandes distancias (Prinzhofer *et al* 2004). Por otro lado parte de los gases fueron generados por craqueo primario del kerógeno y secundario del aceite, gases muy evolucionados y de alta madurez, indicando un gran potencial para gas termogénico, por tratarse de una cuenca con un sistema de generación muy similar al de un sistema cerrado.

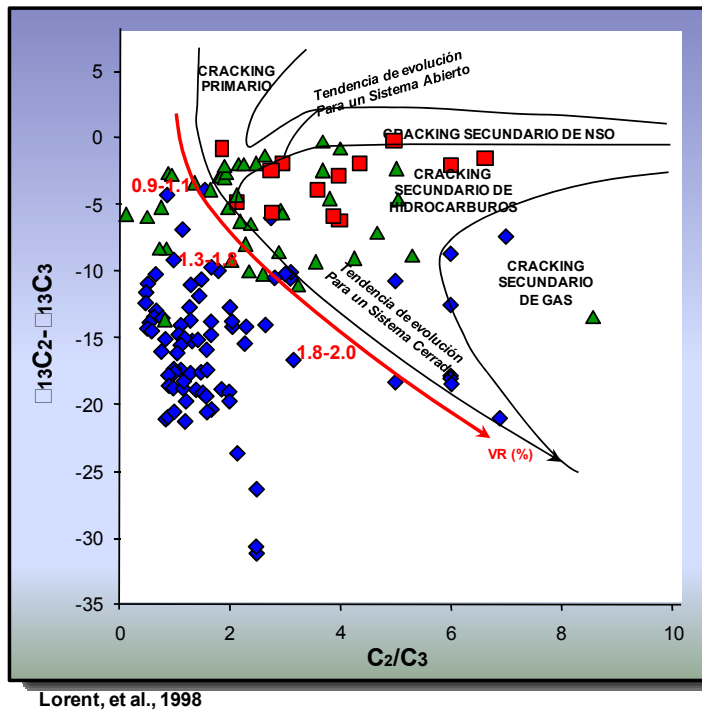


Fig. 4.12 Los gases de la cuenca de Veracruz son generados mediante los procesos del craqueo primario del kerógeno y secundario del aceite, dentro de un sistema cerrado.

4.5. Principales fuentes de generación del gas en la Cuenca de Veracruz

En el área que cubre el Anticlinal de Loma Bonita y el Sinclinal Tlacotalpan, los pozos han alcanzado al Mioceno Inferior. La nueva interpretación sísmica 3D y los estudios recientes para la elaboración de mapas del basamento, muestran la existencia de horizontes del Paleógeno, Cretácico y Jurásico debajo el Mioceno Inferior en la CTV. Los estudios geoquímicos de los hidrocarburos en la CTV y Plataforma de Córdoba (PC), indican la presencia de rocas generadoras del Jurásico Superior y Cretácico, así como su contribución en la acumulación de gas en la cuenca (Vázquez, 2007). La información sísmica muestra que estas rocas generadoras están presentes en la mayor parte de la cuenca, siendo consideradas como las más importantes fuentes de gases termogénicos.

Los análisis geoquímicos en los hidrocarburos, así como el modelado 2D de generación-migración de hidrocarburos muestran que las rocas generadoras del Mesozoico se encontraron en la Ventana de Generación del Aceite ($R_o = 0.7 -$

1.3%) entre los 4500 y 7000 m de profundidad, la profundidad actual de las rocas del Paleógeno en la CTV (Fig. 4.13). Por lo tanto, de contener suficiente riqueza orgánica para generar hidrocarburos, el Paleógeno podría estar aportando gas y condensado en este momento, ya que en los pozos que han sido alcanzadas estas facies han mostrado un kerógeno tipo II/III.

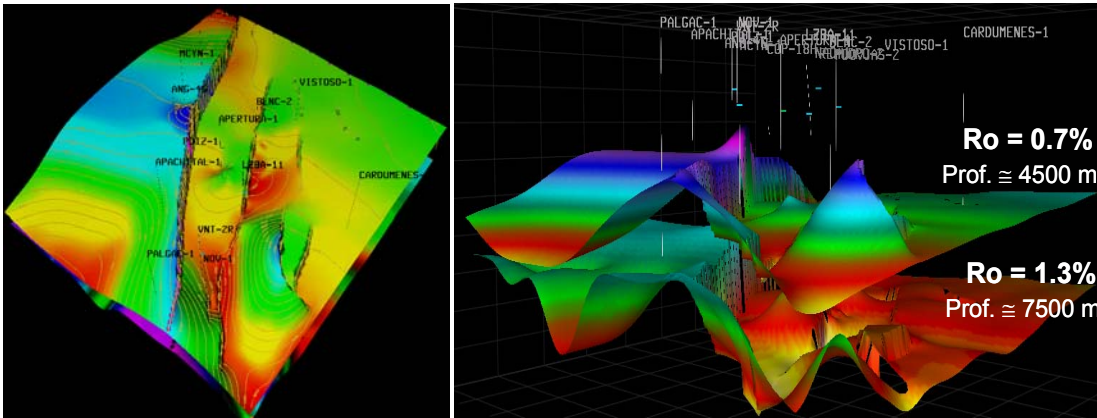


Fig. 4.13 Configuración de las profundidades de los focos de madurez de hidrocarburos para el tiempo actual, éstas se encuentran entre 4500 y 7500 m en CTV. (Paleógeno - Cretácico Superior), correspondiendo con un Ro equivalente de 0.7 a 1.3 % respectivamente.

El mapa final de las cocinas o focos generadores se obtuvo integrando la configuración estructural del Jurásico y Cretácico con el mapa de gradientes geotérmicos obtenidos de la temperatura de los pozos, teniendo en cuenta los espesores brutos de estas formaciones, así como los modelados del sistema petrolero en 1 y 2D de pozos y secciones geológicas, con el software de PetroMod. Con esta integración se establece y proponen los mapas del momento crítico (momento de máxima expulsión y migración de los hidrocarburos, en el tiempo geológico), y así obtener los mapas de los focos o cocinas de hidrocarburos de la CTV.

Regionalmente, la distribución geográfica y estratigráfica de estas cocinas, se delimitaron para el tiempo geológico actual. Estas están íntimamente relacionadas con la geometría de la cuenca y su evolución a través del tiempo geológico. La distribución muestra un alineamiento NW-SE, hacia la parte occidental de la cuenca Terciaria, pegada a los límites con la Plataforma de Córdoba (Fig. 4.14),

esta parte de la cocina térmicamente es capaz de generar aceite y gas, comprendida entre los 80 y 150 °C (área de color verde). Hacia la parte más oriental existen áreas en condiciones favorables para la generación de gas húmedo comprendida entre los rangos de 150 a 200 °C (área café oscuro). Hacia la parte central de la cuenca cubriendo la mayor parte del área, las condiciones térmicas favorecen para la generación de gas seco cuya temperatura es de 200 a 260 °C (área naranja). Finalmente, en el depocentro de la cuenca se tienen algunas aéreas que actualmente se encuentran sobremaduras o en la zona considerada como metagenética en donde la generación de gas seco es mínima (área clara), sin embargo de acuerdo con la sección modelada, existe la posibilidad de que esta área haya generado y expulsado gas durante los últimos 10 m. a., cuando ya se contaba con las actuales trampas geológicas.

Con los mapas de las cocinas de hidrocarburos definidos, estos se integran a los mapas de plays para identificar, delimitar y evaluar áreas de interés económico-petrolero.

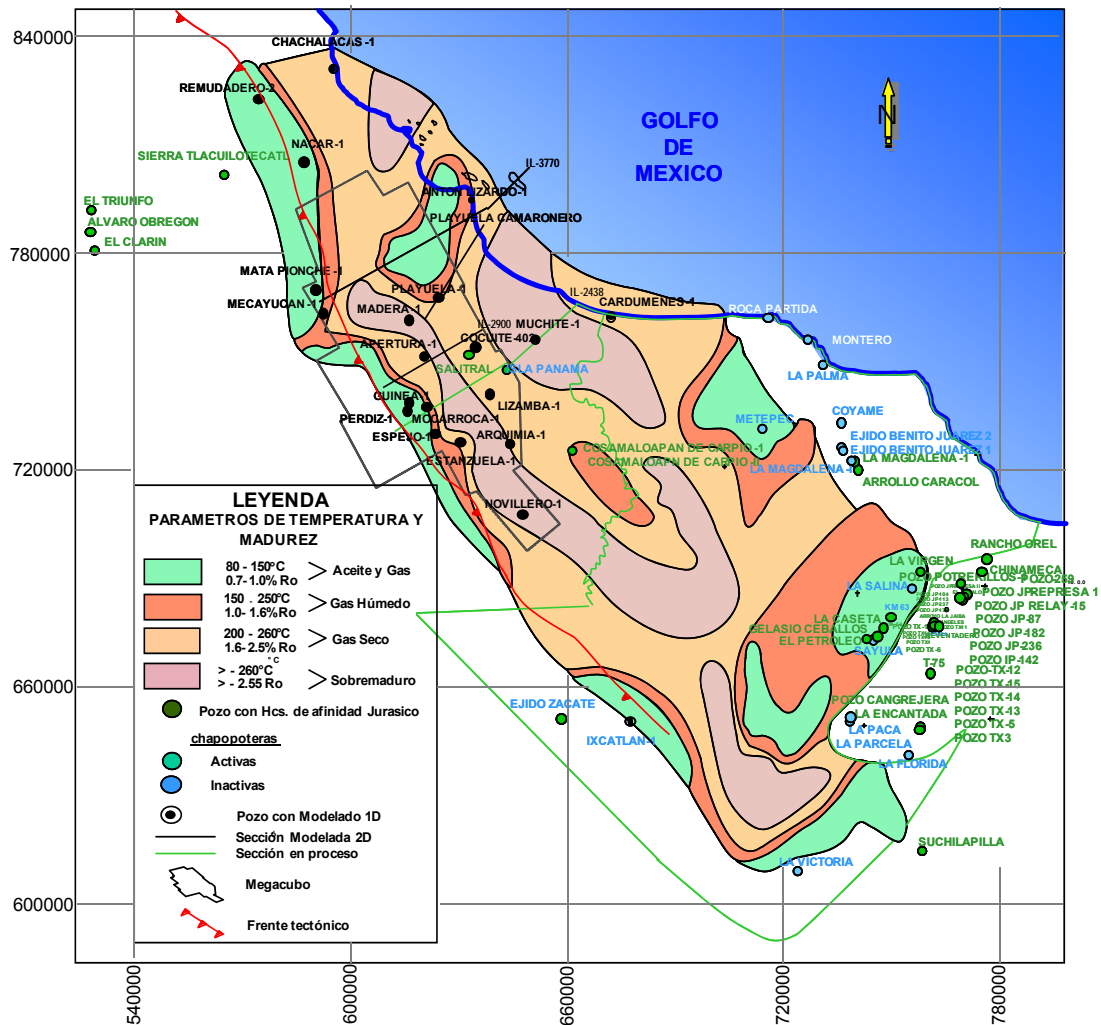


Fig. 4.14 Distribución de los focos de generación y migración de hidrocarburos de las rocas generadoras del Jurásico Superior y Cretácico Inferior-Medio para el tiempo actual.

La integración de todos los datos de gases indican un gran potencial de gas termogénico en la CTV, siendo posible concluir que este gas debe buscarse en rocas almacenadoras profundas, dada la presencia de rocas generadoras activas en diferentes tiempos y profundidades, principalmente las que están correlacionando con los sistemas petroleros del Jurásico Superior y Cretácico Inferior-Medio.

4.6. Procesos de mezcla y difusión molecular de los gases de la C. de V.

El fraccionamiento genético es generalmente asignado como el principal factor que controla las composiciones de los hidrocarburos gaseosos (Prinzhofer y Huc, 1995), sin embargo algunos autores han discutido la importancia de fraccionamientos post-genéticos, enfatizando el papel de los procesos de difusión (Galimov, 1973; Klimenko, 1976; Bondar, 1978 *in* Prinzhofer y Huc, 1995). Después de la formación de gas en la roca generadora, el gas se expulsa y migra hacia el yacimiento. Sobre las vías de migración y en el yacimiento varios fenómenos post-genéticos pueden ocurrir, como la pérdida por fuga a través del sello o la oxidación (bacterial o química) de una parte de los hidrocarburos. Algunos gases bacteriales pueden ser incorporados dentro de los yacimientos de gas termogénico, induciéndose una situación de mezclas. Por otra parte un yacimiento puede ser cargado por una mezcla compleja de diferentes pulsos de gases termogénicos posiblemente de diferentes rocas madres o de una sola fuente con madurez térmica progresiva (Fig. 4.15).

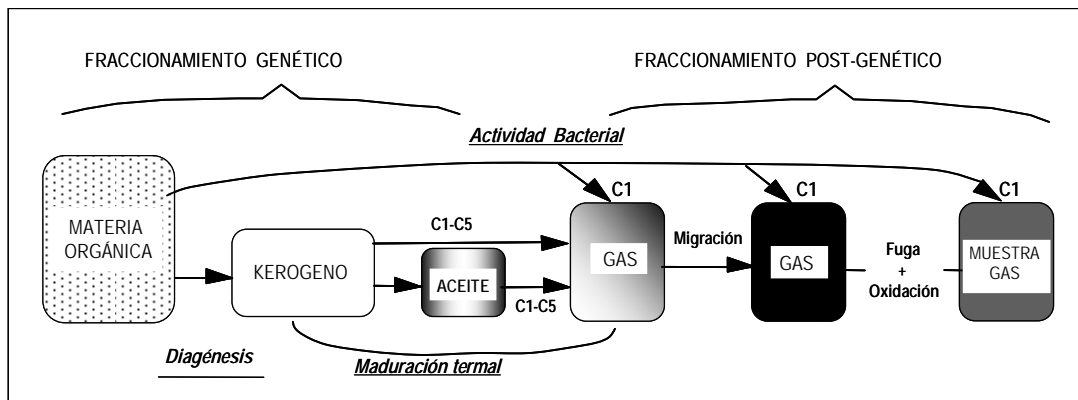


Fig. 4.15 Diagrama esquemático mostrando los factores potenciales que controlan el fraccionamiento isotópico de los hidrocarburos gaseosos (Prinzhofer y Huc, 1995).

El metano puede ser afectado por el fraccionamiento isotópico de varios procesos de migración, tales como la solubilización y difusión en agua, efusión como fase gaseosa en un medio poroso, y adsorción dentro de los sólidos orgánicos o

minerales. Por varias décadas algunos autores pensaron que las huellas del gas deberían de ser independientes al fraccionamiento por migración (Schoell, 1980,1983; Fuex, 1980 in Prinzhofer, et al. 2000), pero algunos trabajos demostraron que el comportamiento era más complejo (Hoering y More, 1958; Colombo, et al., 1965,1966, 1970; Galimov, 1975; Bondar, 1987). La consistencia de nuevos trabajos experimentales (Pernaton, et al., 1996; Cross, et al., 1998) asociado con pruebas de casos estudiados (Prinzhofer y Pernaton, 1997), presentan evidencias de importantes cambios en el metano durante la migración a través de un medio poroso.

Para diferenciar isotópicamente al metano procedente de una actividad bacterial de un metano segregado durante la migración, Prinzhofer y Pernaton (1997) sugirieron el diagrama C₂/C₁ vs δ¹³C₁, mediante el cual han sido caracterizadas las muestras de Veracruz (Fig. 4.16), mostrando que las mezclas que se tienen en el área han sido afectadas por procesos de difusión, los cuales son mostrados en los gráficos siguientes.

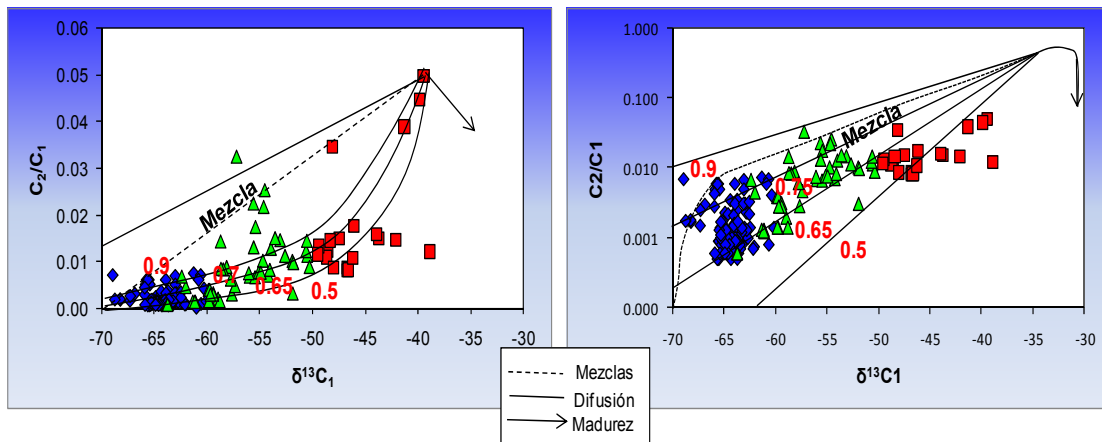


Fig. 4.16 Gráficos de tendencias de difusión de los gases de la Cuenca de Veracruz con el diagrama C₂/C₁ vs δ¹³C₁ en escalas lineales y logarítmicas.

Las composiciones isotópicas de hidrocarburos individuales (etano, propano y n-butano) también varían con el δ¹³C del metano. En general, el δ¹³C de los gases “húmedos” es más positivo conforme el metano se torna más positivo. Sin

embargo, en contraste con la tendencia estructural observada en la composición del gas, la variación parece ser no lineal. Este carácter no lineal es consistente con la mezcla de gases que no solo tienen diferentes composiciones de hidrocarburos, sino también composiciones isotópicas diferentes para los gases individuales que provienen de diferentes fuentes. Estas variaciones isotópicas, corroboran la existencia de fuentes de gas termogénico y biogénico, así como también sugieren la mezcla de gases provenientes de estas dos fuentes.

Para integrar todos estos elementos con representaciones más sintéticas de los gases, se ha sugerido el diagrama de estrella (Prinzhofer, *et al.*, 2000), que analiza 11 parámetros geoquímicos normalizados y correlacionados positivamente con la madurez de los hidrocarburos gaseosos, los 11 ejes tienen las mismas escalas. Tres de estos parámetros están vinculados con la eficiencia de acumulación y tres con la distancia de migración (Fig. 4.17), los parámetros geoquímicos fueron clasificados de acuerdo a su comportamiento vs los tres parámetros definidos (madurez, eficiencia de acumulación y migración segregativa). Para la realización de este gráfico se analizaron 49 gases de los principales yacimientos de la CTV en la cual se observa una relación muy uniforme en relación con la madurez, considerándose que la mayoría de estos gases fueron generados más o menos a las mismas temperaturas, de igual manera se puede observar una relación muy común y favorable en la eficiencia de acumulación de estos hidrocarburos, sin embargo se observan variantes durante la migración, la cual se puede interpretar como a las múltiples cambios físico-químicos que estuvieron sujetos estos hidrocarburos durante su migración y acumulación a lo largo de la columna geológica, provocada muy posiblemente por un lado la gran distancia de migración de algunos gases y por otro la incorporación de otros gases de diferentes fuentes (generados y/o afectados por bacterias, termodegradación), dando como resultado las diferentes mezclas de gases que se tienen hoy en día en la CTV. Observado esto por la gran cantidad de gas seco (metano), sin embargo se tienen altos valores isotópicos de gases más pesados o húmedos (C₂₊).

Con la adaptación de este modelo y con el propósito de integrar las muestras del área, para entender su evolución genética, en este modelo se ilustra claramente la problemática de los gases de la cuenca. Las tendencias de los gases de la CTV en esta grafica, sugieren que la mayor parte de los gases termogénicos de baja y alta madurez son por fraccionamiento, debido muy probablemente a una gran distancia de migración (Fig. 4.18). Asimismo evidencian las mezclas de gases biogénico - termogénico y finalmente se puede inferir que las pérdidas de los hidrocarburos gaseosos fueron en su mayoría inmaduros o en una etapa temprana de madurez, con los primeros pulsos de migración, quizás cuando aun no se contaba con un sello efectivo en la columna geológica. Estos han sido en cantidades mínimas, infiriendo condiciones actuales favorables para la acumulación de estos hidrocarburos y que se espera estén presentes en el subsuelo.

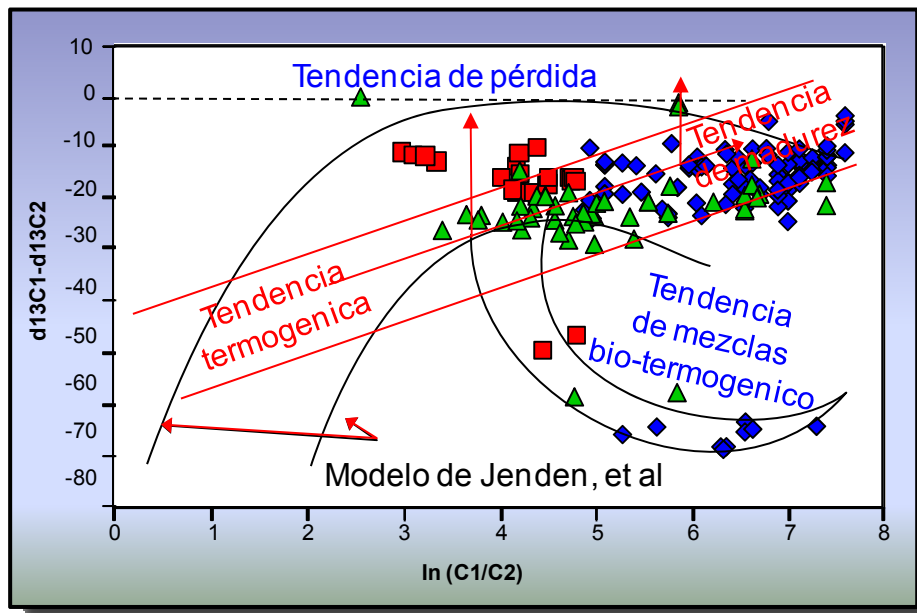


Fig. 4.18 Muestras de la Cuenca de Veracruz en la grafica de Jenden, *et al*, 1993, in Prinzhofer y Huc, 1995, mostrando las tendencias de madurez, mezclas y pérdidas de estos gases.

4.7.

4.8. Distribución geográfica y estratigráfica del gas en la CTV

Con el programa de muestreo de los gases, se trato de cubrir toda el área productora, de igual manera obtener muestras de todos los horizontes

productores. Los datos han sido evaluados con referencia a los orígenes del gas (biogénico y termogénico), posible mezclas y madurez térmica de las rocas generadoras. La integración de todos los datos composicionales e isotópicos de los gases permitió definir tres familias de gases en el área.

La distribución geográfica y estratigráfica de las familias de gas en la cuenca es la siguiente: en la parte norte de la Plataforma de Córdoba están presentes las familias de gases 1 y 2, almacenados en las brechas del Cretácico Superior y Cretácico Medio respectivamente; hacia la parte sur de ésta se tienen mezclas de ambas familias contenidas en las brechas del Cretácico Superior; hacia la parte central de la CTV están distribuidas y mezcladas las familias 1 y 2 en los yacimientos del Eoceno Medio, Mioceno Inferior y Medio. Hacia la parte central Sur de la cuenca se encuentran mezclas de las familias 2 y 3 en los yacimientos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior. De igual manera en el campo Vistoso, ubicado al oriente de la cuenca. (Fig. 4.19).

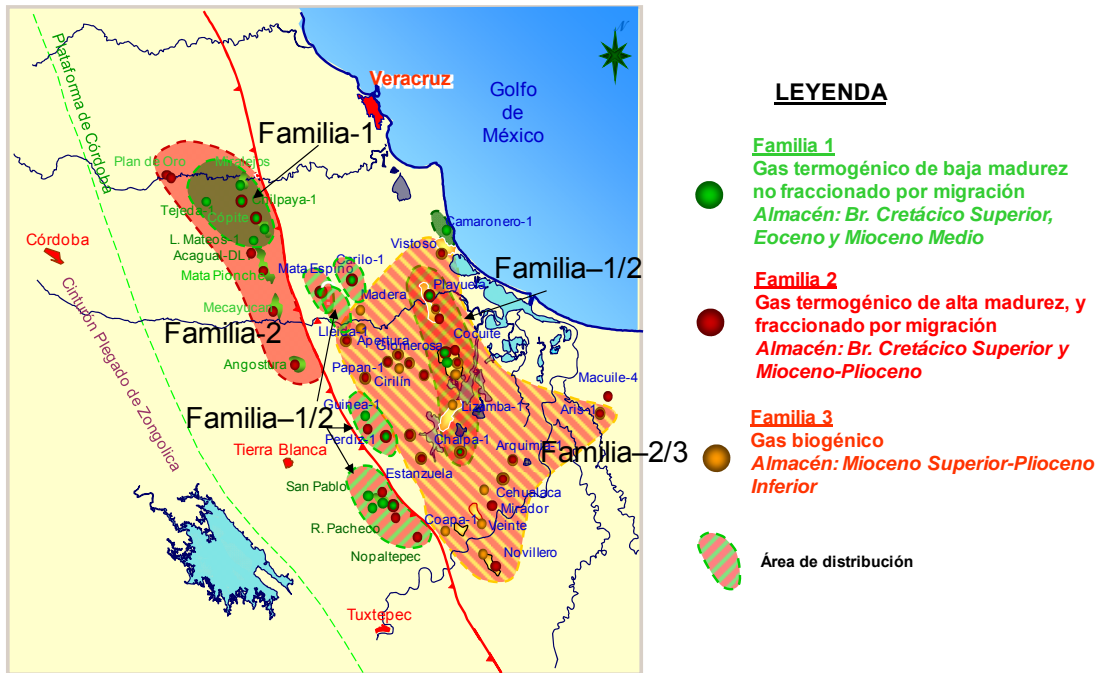


Fig. 4.19 Mapa con la distribución de las familias de gases en la Cuenca de Veracruz

Al integrar la información analítica con la interpretación sísmica, fue posible apoyar a los nuevos prospectos o localizaciones con la **predicción del tipo y calidad de hidrocarburos esperados** basados en las características físicas y químicas de estos, resultado de la cromatografía e isotopía de los compuestos individuales de los gases. La delimitación de las familias de gases fue relacionada con la profundidad de los yacimientos y los rasgos sísmicos (anomalías) propuestos, un buen ejemplo se puede ver el campo Lizamba (Fig. 4.20), en donde de acuerdo con su composición y valor isotópico, son caracterizados y ubicados las familias de gases dentro de la sección sísmica, obteniendo una correlación regional del tipo y calidad del gas en la columna estratigráfica de la cuenca.

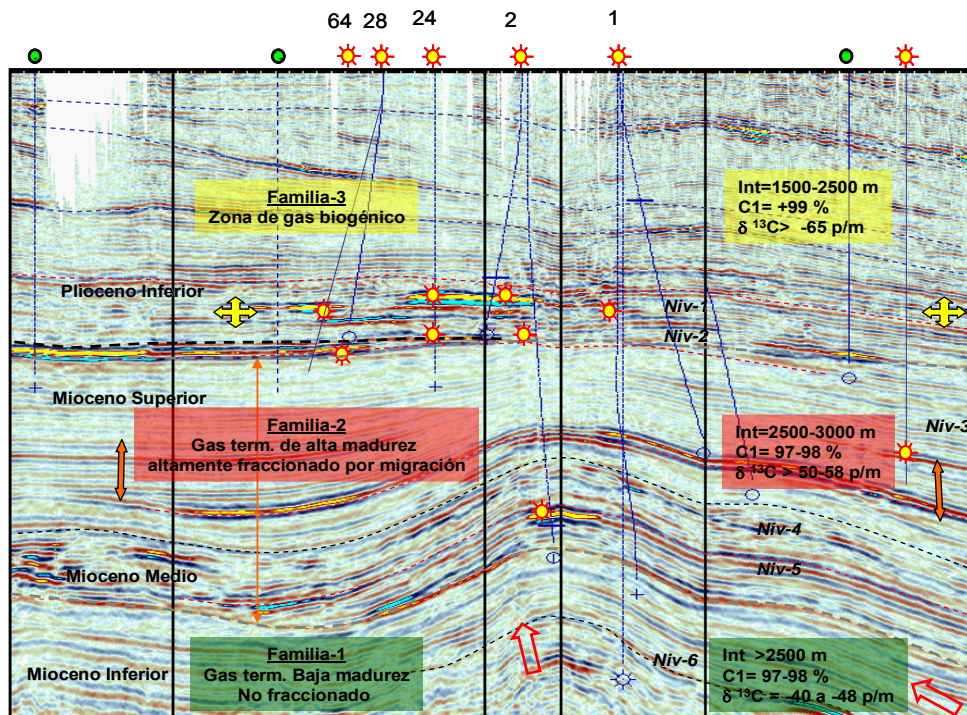


Fig. 4.20 Sección sísmica con la distribución del tipo y calidad de los hidrocarburos en la estructura del campo Lizamba

Basándonos en la evaluación realizada se considera que la contribución de gas termogénico es importante en las estructuras y que se puede incrementar conforme se profundizan los plays desde el Mioceno Inferior, Medio hasta la parte inferior del Mioceno Superior. En las estructuras del Mioceno Inferior, el gas es

predominantemente termogénico y en los plays del Mioceno Medio y en la parte inferior del Mioceno Superior los gases están mezclados. En plays más recientes (Mioceno Superior y Plioceno Inferior), la mezcla bio-termogénico será predominante y los gases termogénicos serán encontrados en trampas combinadas estratigráfico-estructurales, donde existen vías de migración de fallas o por encima o debajo de las superficies discordantes para que fluya gas termogénico o en las proximidades de canales de migración vertical, como por ejemplo la chimenea de gas observada en el campo Cocuite (Fig. 4.21).

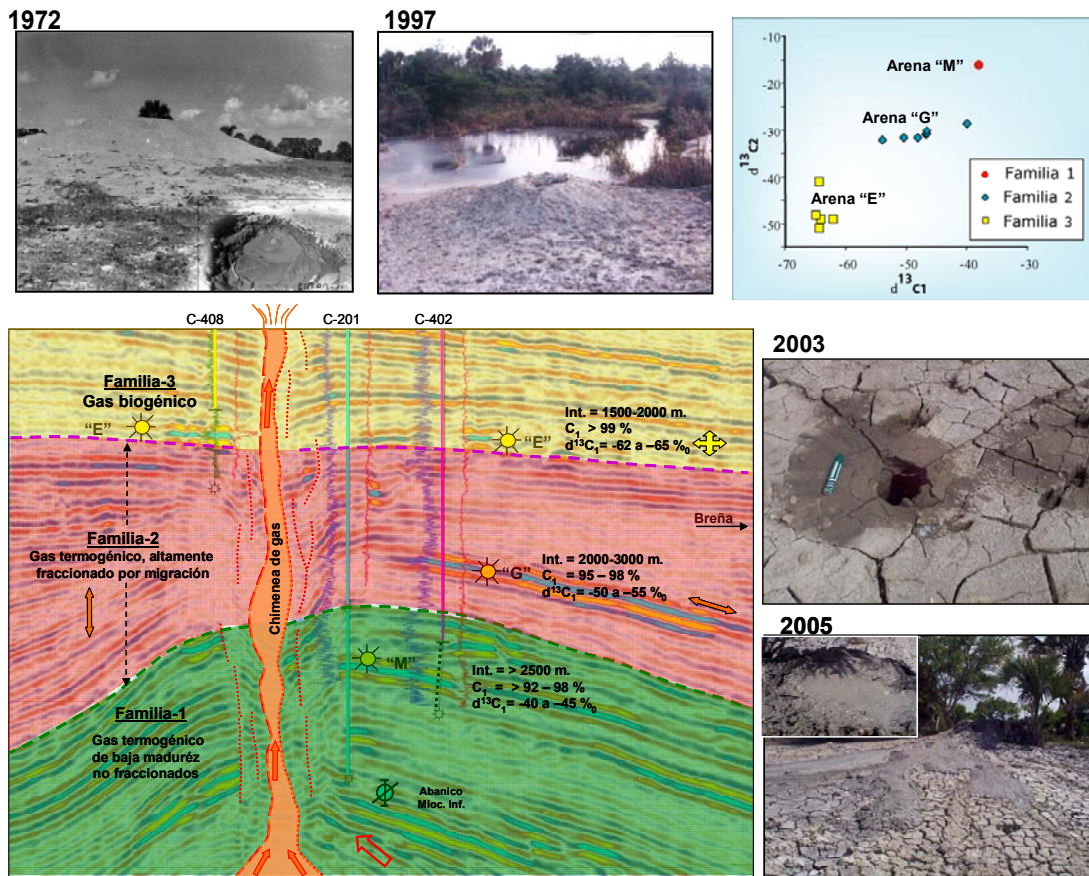


Fig. 4.21 Distribución estratigráfica del gas en el campo Cocuite (Volcán de lodo "El Salitral")

Las manifestaciones de gas en superficie de la chimenea de gas "El Salitral" se han estado monitoreando desde los años 70s y a la fecha continúa activa,

durante todos estos años, el volcán se destruye o ha sido destruido por los lugareños y se vuelve a formar, comprobando que la manifestación de gas proviene de una fuente profunda, siendo constante su manifestación en la superficie. De igual manera el yacimiento del campo Cocuite en el cual se encuentra la chimenea, se ha mantenido con muy buena producción de gas desde los años 50s, siendo este uno de los primeros campos productores del área, el cual corrobora la buena carga de gas de origen profundo (termogénico) y somero (biogénico), como así lo demuestra el análisis geoquímico de estos gases.

Por lo tanto de acuerdo con los gases analizados tanto de trampas estructurales como estratigráficas se puede concluir que fuera de las estructuras, los yacimientos estarán cargados primordialmente de mezcla de gas biogénico - termogénico con predominancia de gas biogénico en el Mioceno Superior y Plioceno Inferior. Los yacimientos contenidos dentro de las estructuras (trampas estructurales), la producción de gas serán de origen termogénico correspondientes a los plays del Mioceno Inferior y Medio y obviamente a mayor profundidad.

En general, la exploración de las estructuras deberá ser más alentadora en términos de carga de hidrocarburos (volumen), tanto para plays dentro de las estructuras como fuera de estas (estratigráficas). Los esfuerzos exploratorios futuros deberán enfocarse también en objetivos más profundos, ya que el potencial de gas termogénico muestra ser más alto de lo calculado.

5. SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DE VERACRUZ

5.1. Elementos y Eventos de los Sistemas Petroleros

Un Sistema Petrolero es el conjunto de elementos (roca generadora, roca almacén, trampa y sello) y eventos (formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos) geológicos, que coadyuvan en el tiempo y espacio de las cuencas sedimentarias para la formación de yacimientos de aceite y gas (Magoon y Dow, 1994).

El nombre de los sistemas petroleros incluye el nombre de la edad o formación de la roca generadora seguida por el de la roca almacén más importante de un sector o de toda la cuenca petrolífera. El nivel de certeza de un sistema petrolero indica la confianza con la cual se define que una roca generadora activa ha producido los hidrocarburos acumulados en la cuenca (Magoon y Dow, 1994).. Estos niveles de certeza pueden ser tres: i) Cuando existe, basada en la información geoquímica, una correlación directa entre el hidrocarburo (aceite y/o gas) con la roca generadora, se considera un sistema con nivel de certeza conocido. Este sistema se indica con el signo de admiración (!).

ii) Cuando existe una roca generadora pero no se tienen aún suficientes datos geoquímicos de correlación con los hidrocarburos acumulados, se considera un sistema petrolero hipotético, el cual se expresa mediante un punto (.) ejemplo Sistema Petrolero Paleoceno/Eoceno – Mioceno (.).

iii) Un sistema se tiene cuando la presencia de rocas generadoras o de hidrocarburos está analizado solamente por evidencias geológicas o geofísicas, usando en su nomenclatura un signo de interrogación (?).

5.2. Modelado

La integración de la información geofísica, geológica y geoquímica del área sometida a una simulación matemática en una, dos y tres dimensiones mediante

el uso del software de PetroMod, fue utilizada para analizar la historia de sedimentación de la columna estratigráfica del área, para establecer los tiempos de generación migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos, se conoce como Modelado de Sistema Petrolero (Modelado geológico-geoquímico).

En la CTV no se cuenta con modelado 3D, sin embargo, el modelado 1D y 2D ha permitido ubicar en tiempo y espacio la evolución de cada uno de los elementos y eventos del sistema petrolero, así como definir e ilustrar el grado de sincronía que guardan entre ellos.

Para el presente estudio se realizó el modelado 2D de dos transectos regionales NE-SW (secciones IL_2900 y 3770), ubicadas al norte y centro de la CTV (Fig. 5.1). El proceso de interpretación para el modelado fue el siguiente:

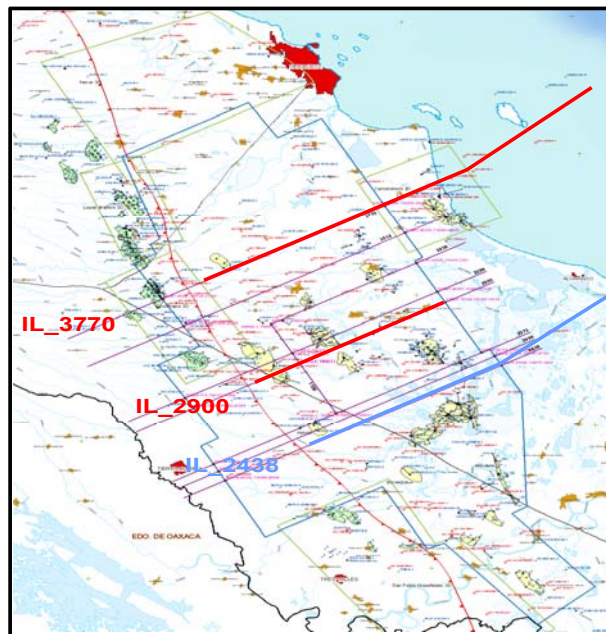


Fig. 5.1 Distribución de las secciones modeladas con el software de PetroMod 2D

1) Interpretación geológica estructural de las secciones, en símica 2D y 3D, primero en tiempo hasta los 12 segundos y después a profundidad, interpretando la cima de los horizontes desde el Basamento hasta el Reciente, realizada por equipo de sistemas petroleros (Espinoza, *et al*, 2006).

2) Restauración y descompactación de la sección por tratarse de una sección con estructuras cabalgadas, analizando la evolución geológica de la cuenca desde su posición original hasta el Reciente (Aranda, M., *et al* 2006).

3) Carga de la sección en software PetroMod 2D v.10.0, integrándose toda la información geológica, geoquímica y de yacimientos, utilizando la información de los pozos para la calibración del modelo.

Una vez cargada la sección al software fue trabajada por bloques (versión "TecLink"), con el fin de considerar la evolución estructural y cinemática. Durante la integración de la información (geológica) se realizan varias simulaciones, para ir visualizando la geometría de la cuenca y la evolución estructural de los bloques. Dentro de las principales propiedades se analiza la distribución de facies litológicas a lo largo de la sección, es muy importante la calibración del modelo con los diferentes parámetros cinéticos (reflectancia de vitrinita, gradientes geotérmicos, flujo de calor, presión de poro, porosidad, etc.), finalmente con la información geoquímica y producción, efectuar las simulaciones necesarias para analizar la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos detectados y esperados (Fig. 5.2).

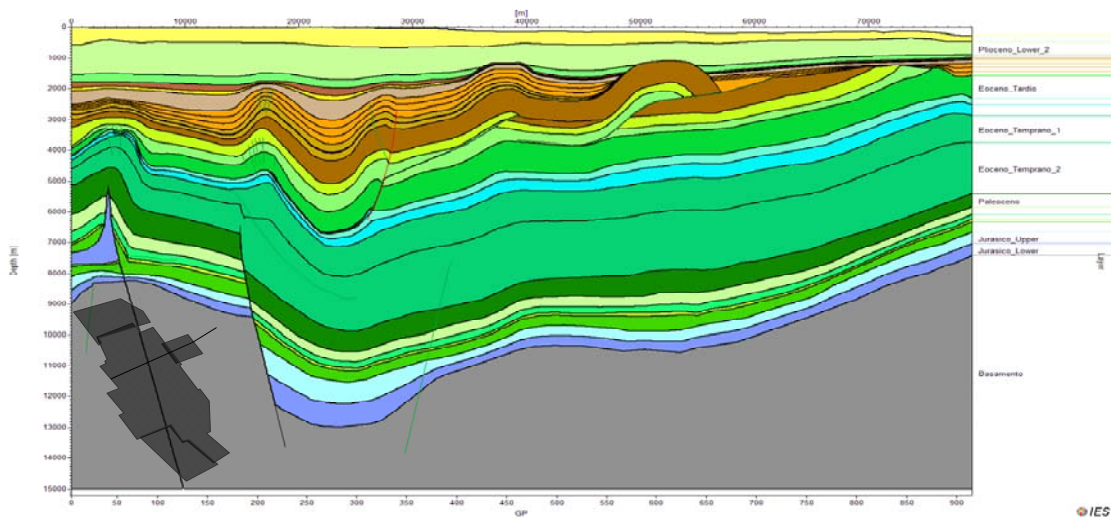


Fig. 5.2 Sección estructural IL_3770, modelada y restaurada mostrando la geometría actual de la cuenca para el tiempo actual (0 ma).

5.2.1 Resultados

Los resultados del modelado del sistema petrolero en 1D y 2D realizado a la fecha para la cuenca de Veracruz, para las rocas generadoras del Jurásico Superior – Cretácico Inferior en la sección IL_3770, muestra que su principal etapa de generación de aceite y gas, se llevó a cabo durante el Eoceno – Oligoceno (34 – 24 m a), (Fig. 5.3), llenando las trampas estructurales Laramídicas conformadas por rocas cretácicas y paleógenas, los cuales continuaron sepultándose hasta el Mioceno temprano.

Debido al origen de margen pasivo de la CTV es considerada como cuenca fría permitiendo que una parte del aceite generado fuese craqueado en gas termogénico, el cual fue migrado y/o re-migrado como gas durante el Mioceno – Plioceno (11.2 m.a. a 0 m.a.), almacenándose en los yacimientos del Eoceno y Mioceno, cuando ya se contaba con la mayoría de las trampas estructurales y estratigráficas del área. El cual durante su migración y almacén es mezclado con el gas bacterial generado in-situ en los sedimentos del Mioceno Superior y Plioceno.

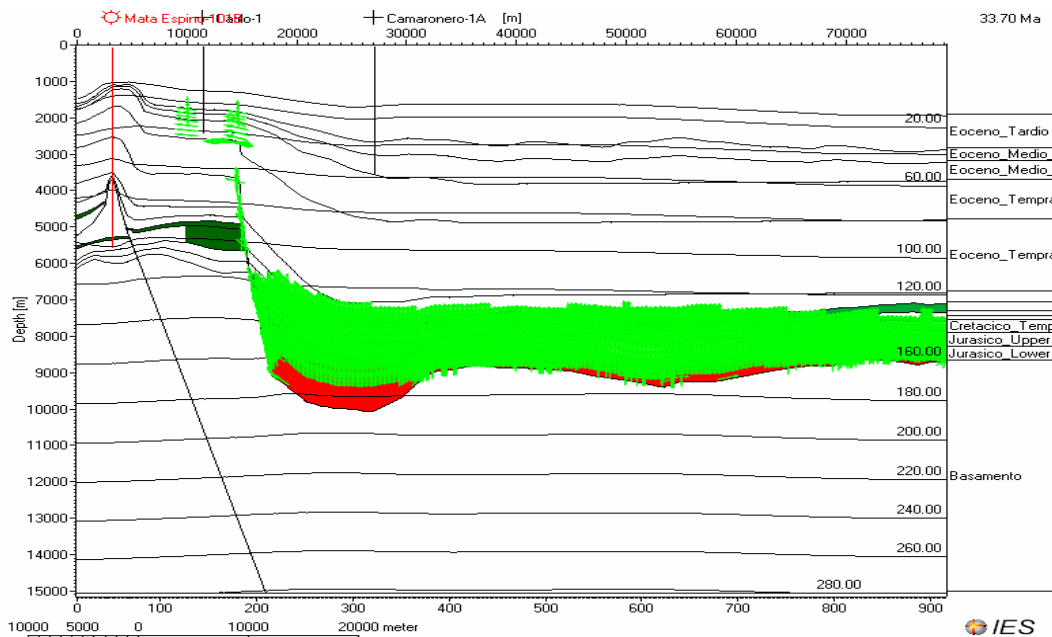


Fig. 5.3 Paleo-sección geológica IL-3770 modelada en 2D, mostrando el inicio de generación y migración de los hidrocarburos de los horizontes generadores del Jurásico y Cretácico

Al analizar las ventanas de madurez de las rocas generadoras Cretácico – Jurasico en el tiempo actual, estas muestran que entraron a la ventana del aceite durante el Eoceno, alcanzando durante el Oligoceno - Plioceno la zona del gas, encontrándose parcialmente agotadas en la actualidad hacia los depocentros de la cuenca Terciaria (Fig. 5.4). Por tanto la preservación de los hidrocarburos depende de la efectividad de los sellos tanto el superior como el lateral, así como el sello local como el regional.

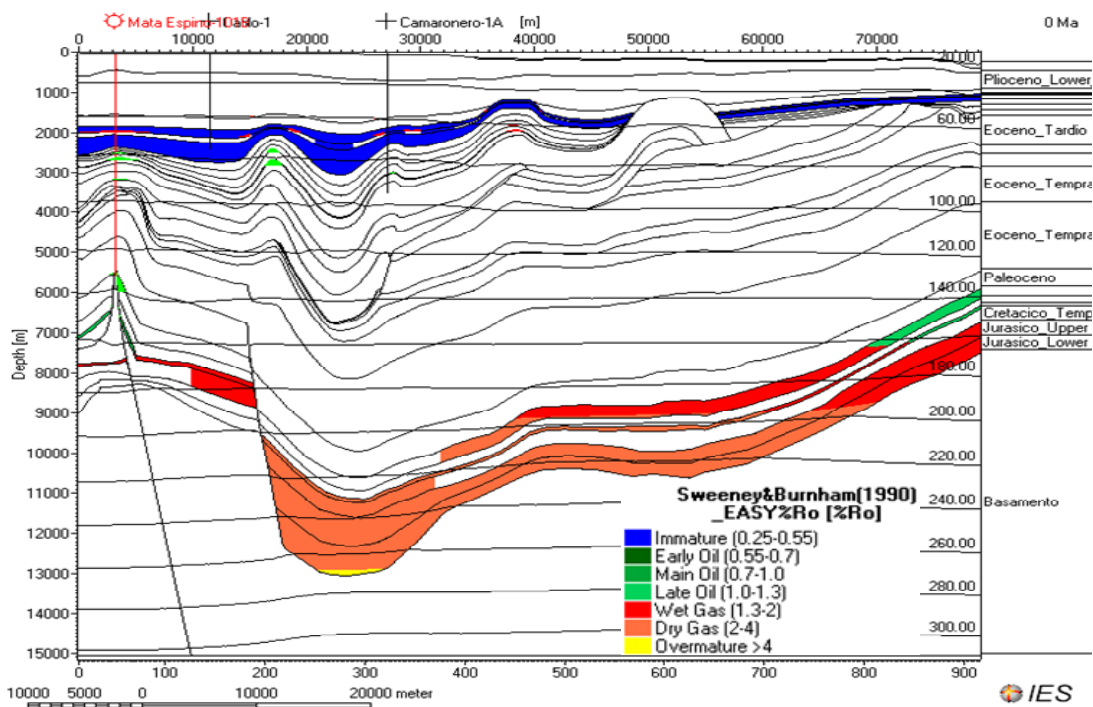


Fig. 5.4 Paleo-sección geológica modelada en 2D, en la cual muestra las cocinas de madurez de los horizontes generadores Jurasico y Cretácico durante el Mioceno-Plioceno

Las rocas del Mioceno son consideradas las generadoras del gas biogénico. Los gases se generaron y se entramparon sincrónicamente durante la sedimentación del mismo Mioceno-Plioceno con los depósitos turbidíticos, entrampándose en los cierres en las facies arenosas de esta misma edad, los cuales por no participar dentro de un sistema térmico convencional por ser inmaduro, no es posible incorporarlo térmicamente en una sección modelada. Sin embargo, es posible representarlos en la sección bajo la premisa de que estos gases son generados

bajo temperaturas menores a los 80° C como se pueden ver en la presente grafica (Fig. 5.5)

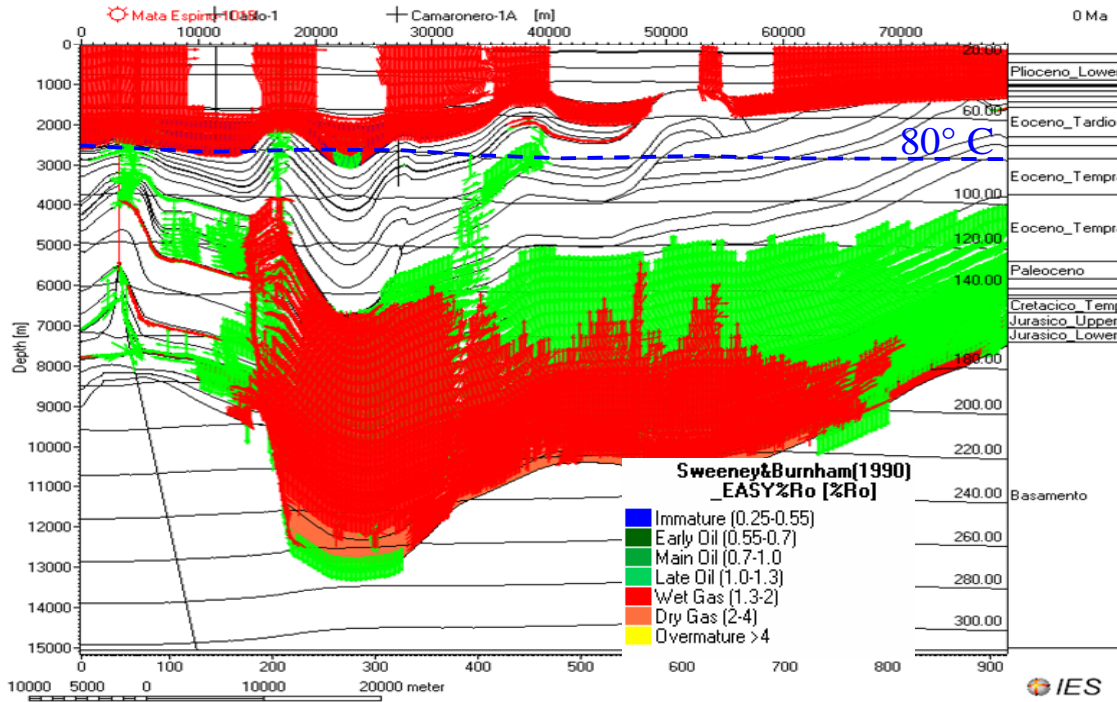


Fig. 5.5 Sección geológica regional modelada mostrando la migración de los hidrocarburos en dos fases, en verde los fluidos (aceite y condensado) y en rojo el vapor (gas), para el tiempo actual (0ma).

De esta manera la deformación estructural de los sedimentos sucedió principalmente durante el Eoceno y Mioceno, cuando se formaron las principales trampas estructurales y combinadas. La formación y actividad de los principales sistemas de fallas se desarrollaron durante este mismo tiempo y representan las vías de migración potenciales para los fluidos (Fig. 5.6). Durante el Plioceno y Pleistoceno, la culminación del relleno de las estructuras da lugar a la formación de las trampas estratigráficas en el área.

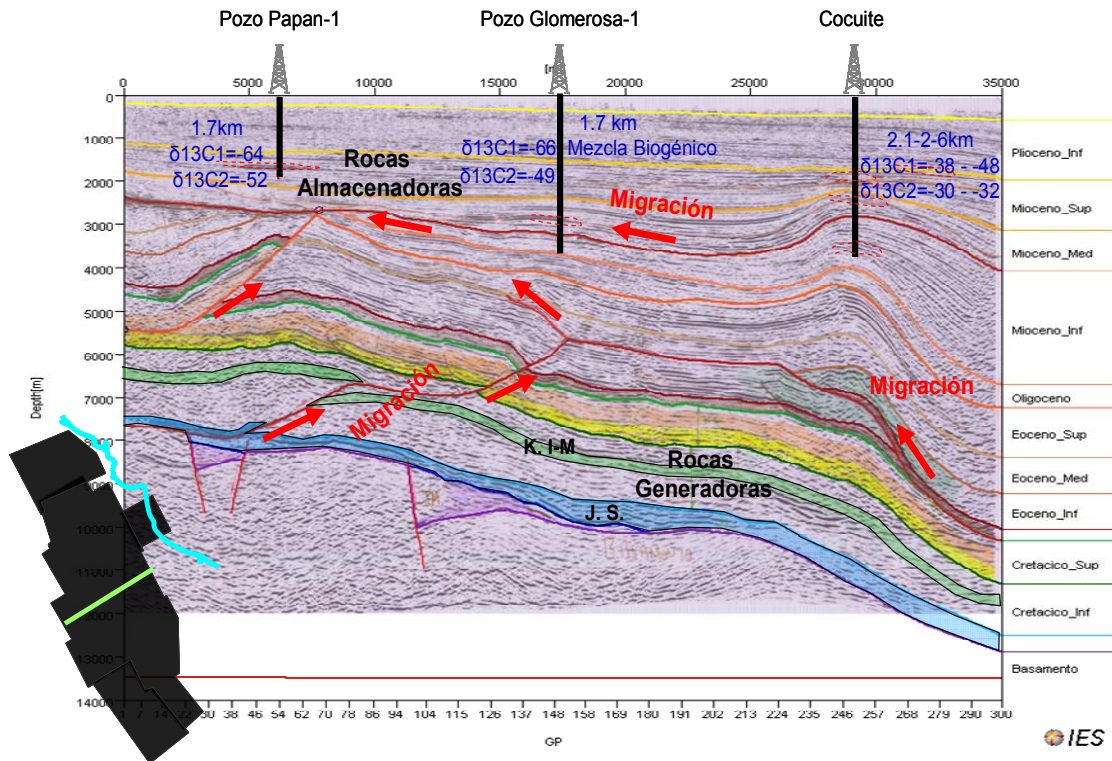


Fig. 5.6. Sección estructural restaurada, mostrando la migración vertical y lateral de gas termogénico fraccionado, mezclándose con el gas biogénico someros empleando las vías de migración a través de los sistemas de fallas, fracturas y superficies discordantes.

La columna estratigráfica de la cuenca exhibe varias discordancias regionales, principalmente en el Mioceno Medio y Superior, así mismo cambios laterales de facies sedimentarias que controlan también la dirección y magnitud de la migración de fluidos (aceite, gas y agua) hacia zonas de acumulación en la cuenca. Basado en la información geoquímica de los gases, se deduce que las primeras migraciones de los hidrocarburos ocurrió primero verticalmente usando como vías las fallas profundas, hasta donde la porosidad y permeabilidad se lo permitió (Eoceno, Mioceno Temprano), posteriormente ya como hidrocarburos gaseosos, la migración ocurrió de manera lateral ascendente, que al irse desplazando y entramparse en los diferentes plays Terciarios, son mezclados con el gas biogénico generado in situ en el Mioceno y Plioceno, proponiendo aéreas de oportunidad hacia horizonte más profundos que aun no han sido alcanzados por la barrena, siempre y cuando se tengan las condiciones favorables de entrampamiento (distribución y calidad de la roca almacén).

En la Cuenca de Veracruz, los estudios de migración de los fluidos, que es una condición primordial para la acumulación de los hidrocarburos, no han sido plenamente estudiados.

El análisis de inclusiones fluidas en los cementantes permitió establecer 3 etapas de migración de hidrocarburos: Una temprana durante el Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano y otra durante el Eoceno-Oligoceno, considerándose una tercera y muy importante etapa Tardía de migración durante el Mioceno-Plioceno, hacia la Cuenca Terciaria (Feket, H, 2004). Por lo anterior descrito y la producción comercial de hidrocarburos en diferentes plays, la sincronía de los elementos implicados en los sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz se puede considerar probada.

5.3. Formación de las trampas de hidrocarburos

La formación de las trampas en la zona del Frente Tectónico Sepultado es producto de 2 eventos tectónicos, el primero de ellos denominado Orogenia Laramídica que abarca el periodo Cretácico Tardío - Eoceno Medio-Superior, desarrollando un efecto compresivo de Occidente a Oriente, formando un Cinturón Plegado y Cabalgado con su respectiva antifosa que fue rellenada por sedimentos siliciclásticos durante el Eoceno tardío – Mioceno temprano. Durante el Mioceno Medio la CTV fue afectada por la Orogenia Chiapaneca, incrementándose su complejidad tectónica formando trampas combinadas estratigráficas-estructurales (Fig. 5.7). Los nuevos anticlinales formados en condiciones submarinas causaron la formación de acuñamientos de arenas y arcillas en sus flancos durante su desarrollo (estratos de crecimiento), los cuales a su vez constituyeron posteriormente trampas combinadas.

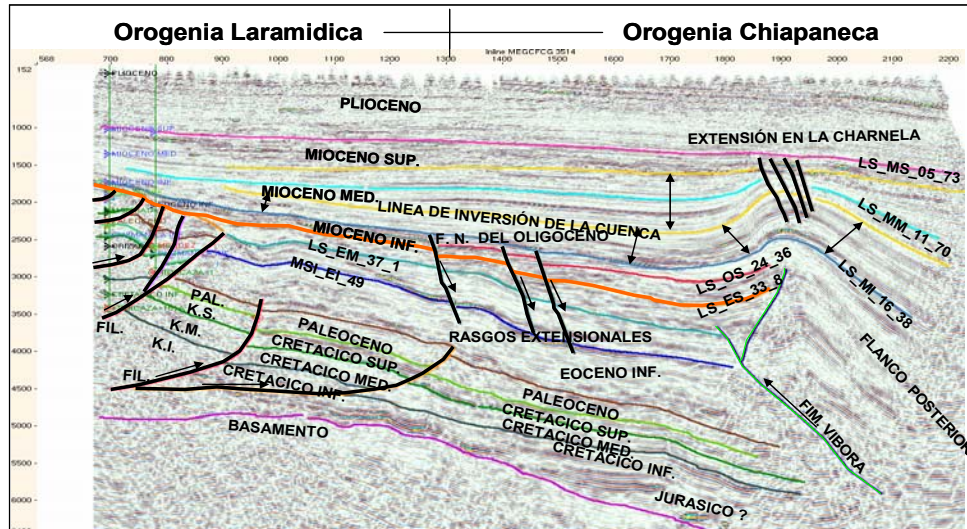


Fig. 5.7 Sección geológica mostrando los rasgos estructurales y límites de las orogenias Laramídica y Chiapaneca (Espinoza, 2006)

5.4.- Sincronía del Sistema Petrolero en la Cuenca de Veracruz

El sistema petrolero describe la interdependencia de elementos y procesos que forman la unidad funcional que crea la acumulación de hidrocarburos. Los elementos esenciales incluye a la roca generadora de petróleo, roca almacenadora, roca sello y los procesos son la formación de la trampa y la generación - migración - acumulación de petróleo. Estos elementos esenciales y procesos deben ocurrir en tiempo y espacio ya que la materia orgánica incluye a una roca generadora que puede ser convertida en acumulación de hidrocarburos. Un sistema petrolero existe si los elementos esenciales y procesos ocurren.

En la cuenca de Veracruz, actualmente son considerados tres sistemas petroleros conocidos o probados (!), definidos estos por la buena correlación que existe entre la roca generadora y los hidrocarburos que estas han generado, estos sistemas están integrados por tres rocas generadoras: Jurásico Superior, Cretácico Inferior-Medio y Mioceno (Fig. 5.8). Se tiene producción de hidrocarburos en cinco rocas almacenadoras (Plays) dos en el Cretácico (Albiano-Cenomaniano y Santoniano-Maastrichtiano) y tres en el terciario (Mioceno Medio, Superior y Plioceno Inferior), se proponen a futuro dos plays potenciales o hipotéticos (Paleoceno y Oligoceno), cada play contiene sus respectivos sellos

efectivos. Los eventos o procesos orogénicos formaron trampas estructurales durante el Eoceno, combinadas y estratigráficas durante el Mioceno-Plioceno. El tiempo de preservación de los hidrocarburos ocurre a partir del Mioceno al Reciente, considerando dos momentos críticos para el área, uno al culminar la generación - migración del Mesozoico y otra para el tiempo actual de remigración por craqueo secundario del gas termogénico y generación del biogénico. La grafica muestra que los tiempos de generación y migración han ocurrido primordialmente durante el Eoceno al Reciente. La buena producción de hidrocarburos demuestra la buena sincronía que guardan entre si cada uno de los elementos y eventos del sistema petrolero en la cuenca de Veracruz.

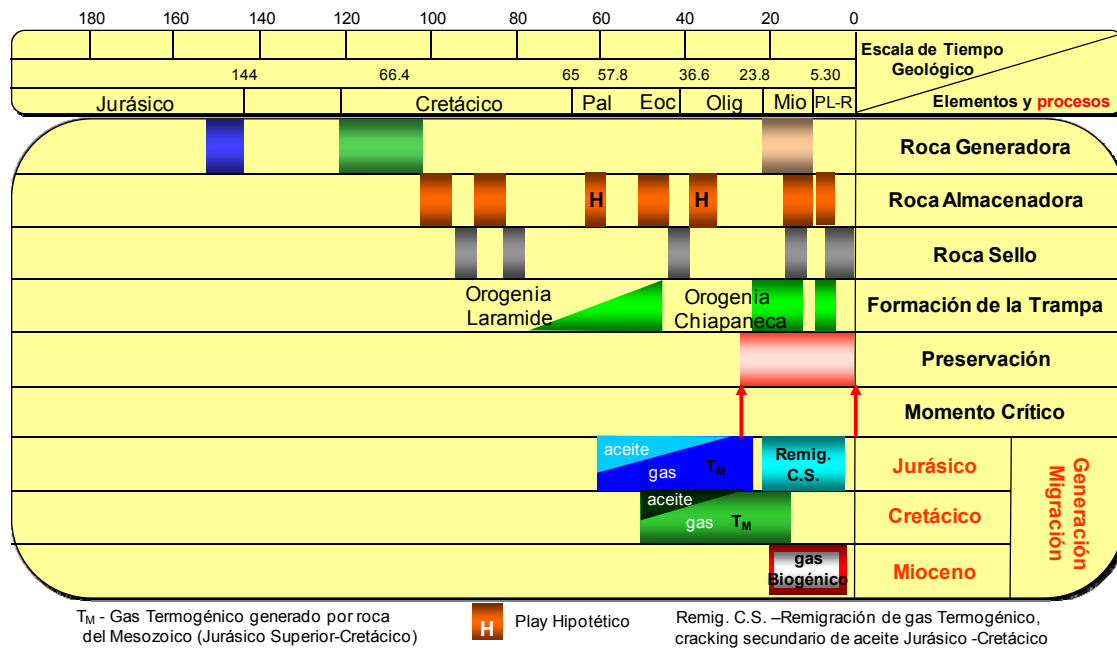


Fig. 5.8 Diagrama de elementos y eventos del sistema petroleros de la Cuenca de Veracruz

5.5. Modelo de migración secundaria

La migración secundaria del gas se produce como consecuencia de la compactación, fuerza de empuje e hidrodinamismo que se ejerce sobre la roca generadora, originándose en los focos de generación (o depocentro de la cuenca), siendo controlada por las rocas portadoras de manera vertical y lateral

ascendente (Bordenave, 1993). Cuando se tienen superficies de discordancias, fallas y fracturas como vías de migración, los hidrocarburos se desplazan a grandes distancias (más de 100 Km), cuando no se cuentan con éstas, la migración es más corta (Hunt, 1996), (Fig. 5.9).

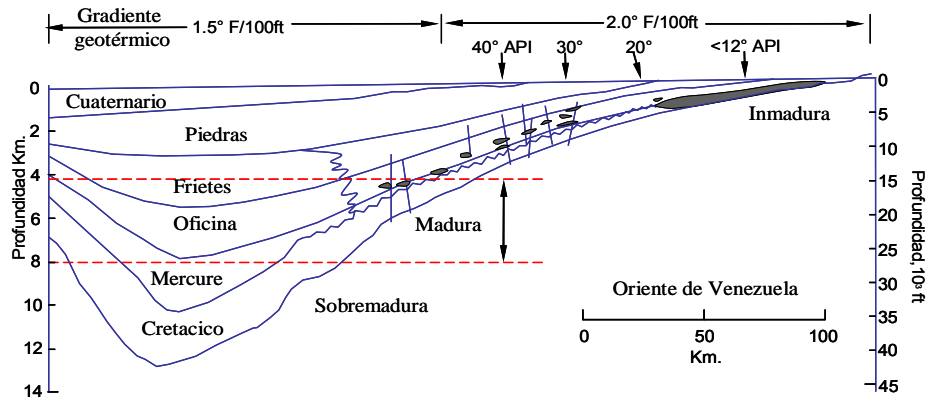


Fig. 5.9 Ejemplos de largas distancias de migración lateral al Oriente de la cuenca de Venezuela. Las ventanas de generación de aceite son consideradas como maduras (Demaison, 1977; Roadifer, 1987).

La migración vertical es más eficiente que la migración lateral, pero menos petróleo es acumulado debido a que el drenado directo debajo solo cubre áreas relativamente pequeñas de las estructuras individuales. La migración lateral puede drenar grandes volúmenes de petróleo de una roca generadora lejana. Por ejemplo, las cuencas de antepaís y cinturones plegados con inmensas áreas de drenado tienen entrapados más de la mitad de las reservas de petróleo del mundo (5.10). En contraste, los deltas con migración vertical dominante cuentan solo con el 5%, haciendo referencia esto para diferenciar el volumen de hidrocarburos de las trampas estratigráficas en relación con las estructurales (Hunt, 1996).

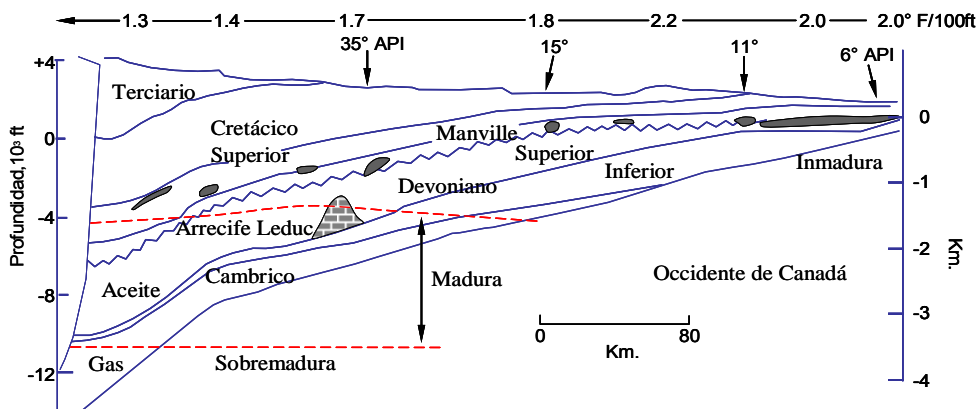


Fig. 5.10 Ejemplos de largas distancias de migración lateral al occidente de la cuenca de Canadá. Las ventanas de generación de aceite son consideradas como maduras (Demaison, 1977; Roadifer, 1987).

La identificación de las rutas de migración profunda de gas, son importantes debido:

- Los condensados de grandes profundidades tienen altas concentraciones de diamantoides. (ver capítulo- 4, fig. 4.10)
- Estas pueden ser un indicador directo de un yacimiento de gas
- Estas pueden trazar las rutas de la migración del gas profundo. A partir de éstos, las trampas pueden ser determinadas.
- Los indicadores de migración de gas profundo significa que hay una fuente profunda de gas en el área. Éste es conocimiento clave cuando el objetivo son estructuras profundas.

Para la cuenca de Veracruz los análisis de isótopos del metano (C_1) y etano (C_2), indican la migración vertical profunda (mayor a 3000m) en rocas carbonatadas del Cretácico, para posteriormente convertirse en migración lateral en rocas terrígenas del terciario (ver Fig. 5.6), determinado así que los pozos Cocuite, Glomerosa y Papán tienen gas termogénico de origen profundo y este se mezcla con gas biogénico conforme se va subiendo a la superficie, asimismo la humedad se incrementa con la profundidad por la redistribución de estos durante su migración, indicando la posibilidad de encontrar nuevos yacimientos a lo largo de sus rutas de migración (Román y Vázquez, 2007),(Fig. 5.11).

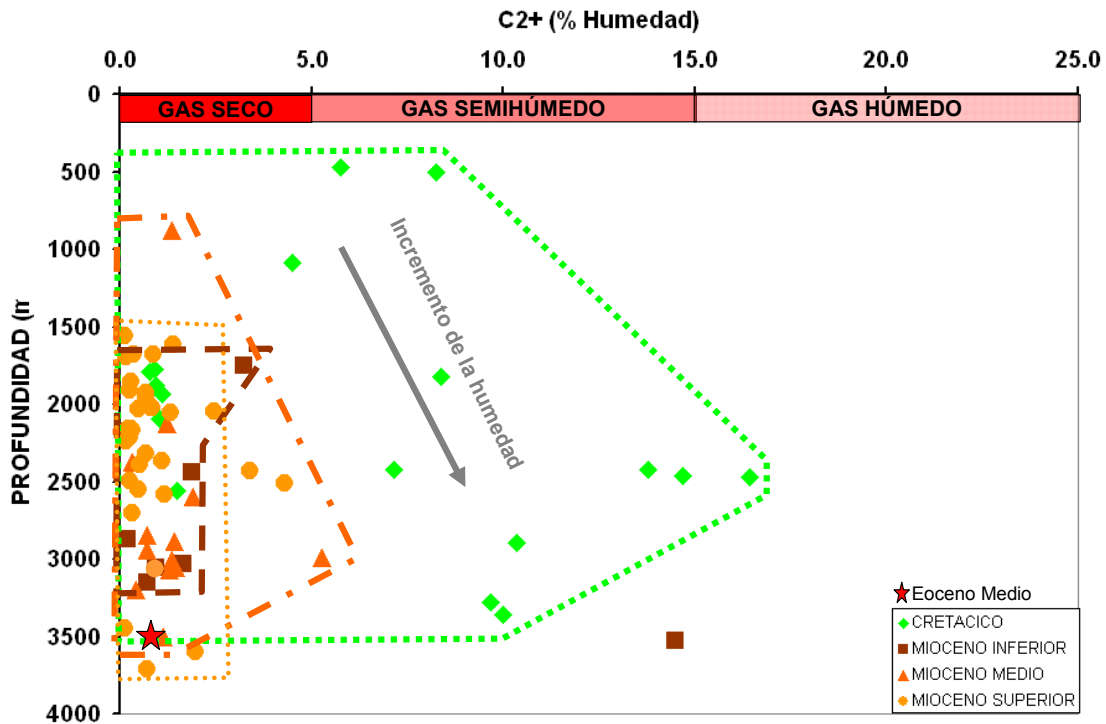


Fig. 5.11 Grafica mostrando el incremento de la humedad en los hidrocarburos conforme se va profundizando, debido a la redistribución de estos con la migración

5.6 Plays conocidos o probados (!)

Dada la buena correlación que existe entre los hidrocarburos (aceite y/o gas) con las rocas generadoras, ha dado lugar a definir los sistemas petroleros de la cuenca de Veracruz. Los análisis geoquímicos de alta resolución (cromatografía, isotopía, espectrometría de masas, etc.) integrados al contexto geológico del área permitió establecer la correlación de carga de los hidrocarburos de los subsistemas generadores hacia los plays, llamados preliminarmente por su edad, dichos hidrocarburos están contenidos en los campos de donde han sido analizados y actualmente se están explotando.

En la Cuenca de Veracruz se tienen plenamente identificados 7 plays probados; dos en la Plataforma de Córdoba de aceite y gas asociado y 5 en la Cuenca Terciaria de Veracruz, uno de aceite y 4 de gas seco no asociado, siendo estos los siguientes:

Plataforma de Córdoba

Play Orizaba (VCP Albiano-Cenomaniano Calizas de Plataforma fracturas).*

Play Brechas del Cretácico Superior (VCP Santoniano Maastrichtiano SF-Mdz Brechas de Talud).

Cuenca Terciaria de Veracruz

Play Eoceno Medio (VCP Eoceno Medio, conglomerados de talud).

Play Mioceno Inferior (VCP Mioceno Inferior, areniscas y conglomerados asociados).

Play Mioceno Medio (VCP Mioceno Medio, Tardío areniscas abanicos de piso de cuenca).

Play Mioceno Superior (VCP Mioceno Superior, areniscas abanicos de piso de cuenca).

Play Plioceno inferior (VCP Plioceno Inferior, areniscas abanicos-canales meándricos).

Los análisis geoquímicos integrados al contexto geológico de la cuenca de Veracruz, permitió establecer la correlación roca – hidrocarburos mediante el método de la geoquímica inversa, o sea a partir de los productos (aceite y/o gas), almacenados en los plays, se determina la roca que generó a estos, logrando definir los tres sistemas petroleros de la cuenca, que dada su buena correlación son clasificados como conocidos o establecidos siendo estos los siguientes:

SUBSISTEMA GENERADOR	PLAY (R. ALMACEN)
1) Subsistema Cretácico Inferior/Medio	[Play Orizaba (!) [Play Brechas del KS (!)
2) Subsistema Jurásico/Cretácico	[Play Eoceno Medio (!) [Play Mioceno Inferior (!)
3) Subsistema Jurásico/Mioceno	[Play Mioceno Medio (!) [Play Mioceno Superior (!) [Play Plioceno Inferior (!)

El color de la letra de cada campo corresponde con el color de la letra de cada play (Fig. 5.12). La diversidad de horizontes generadores, activos, así como de los diferentes pulsos de migración en el tiempo geológico, han propiciado la carga de mezclas de hidrocarburos (aceites y gases), en los diferentes plays; por lo que existen plays que son cargados por dos rocas generadoras y viceversa, haciendo más compleja esta distribución.

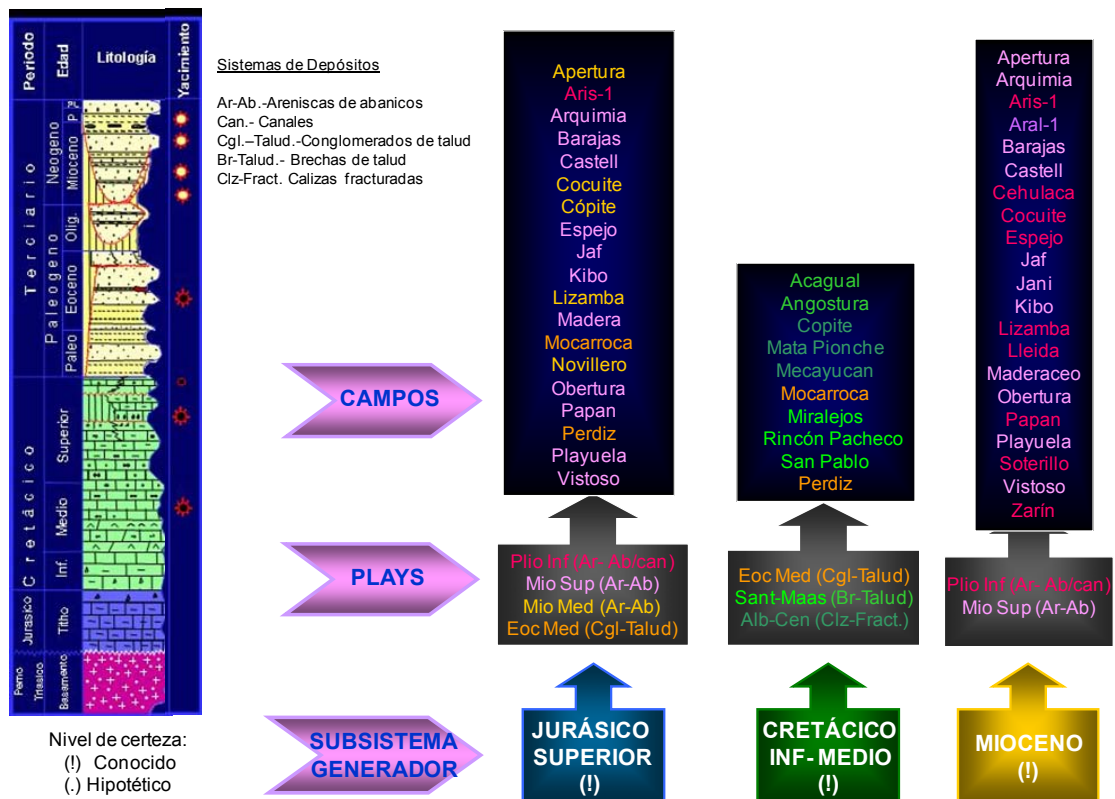


Fig. 5.12 Sistemas petroleros conocidos o probados de la Cuenca de Veracruz

5.6.1) Sistema Cretácico Inferior/Medio – Orizaba (!)

Este play ha sido cargado principalmente por hidrocarburos del subsistema generador Cretácico Inferior –Medio, aunque en estudios recientes (biomarcadores y diamantoides), muestran aportes en menor escala de

hidrocarburos de diferente composición y madurez que son más ligeros, con mayor grado de madurez y profundidad, considerándose de facies de edad Jurásico (ver capítulo-2 fig. 2.15). Está ubicado en el Frente Tectónico Sepultado, es productor de aceite y gas asociado. Este yacimiento es de tipo fracturado, apoyado por una porosidad que varía de 8 a 10% y procesos de disolución a lo largo de los sistemas de fracturas, sus principales campos son; Mata Pionche, Mecayucan, Cópite. Las trampas son estructurales y el sello lo constituyen las calizas arcillosas de la Formación Maltrata que sobreyacen a esta.

5.6.2. Sistema Cretácico Inferior/Medio - Play Brechas del Cretácico Superior (!)

Los yacimientos de estos plays son de aceite y gas, cargados por el subsistema generador Cretácico Inferior/Medio, En este estudio en particular se ha denominado como play brechas del Cretácico Superior cuya edad se establece del Santoniano al Maastrichtiano. Durante el Santoniano – Campaniano, se depositaron las brechas sobre el talud y pie de talud. La litología consiste de una serie de brechas y conglomerados calcáreos, soportados por granos y matriz depositados como flujos de escombros. La porosidad en la matriz es del 4 al 6 %, (esta porosidad no es comercial, por lo que el yacimiento esta en fracturas) como producto de la exposición aérea y erosión de la plataforma. El yacimiento es de tipo fracturado, favorecido por un evento cárstico y procesos de disolución a lo largo del sistema fracturado. La trampa de estos plays es estructural conformado de anticlinales con cierre contrafalla, cuya migración fue a través de un sistema de fallas y fracturas. Los sellos locales están compuestos por facies arcillo-calcáreos dentro de la misma formación. El sello regional esta compuesto por una potente secuencia terrígena del Terciario.

5.6.3. Sistema Jurásico/Cretácico - Eoceno Medio (!)

Este es un play productor principal de aceite con muy poco gas, producto de la mezcla de dos rocas generadoras, apoyado esto por los estudios de biomarcadores diamantoides (Moldowan y Mello 2003), que fue cargado en

diferentes tiempos y densidades API. La primera carga fue a partir de una roca generadora carbonatada del Cretácico Inferior-Medio, durante el Mioceno Temprano y su dirección debió de ser de oeste a este con una fuerte componente vertical y a lo largo de fallas y fracturas. Debido a la profundidad somera de estos yacimientos durante el Mioceno Temprano, un evento de biodegradación afectó la densidad de estos hidrocarburos. Posteriormente se integró una segunda carga de gases y condensados muy evolucionados de mayor madurez y de fuente profunda considerados de una roca generadora del Jurásico (analizado en los estudios de biomarcadores y complementado con estudios de diamantoides), proveniente de este a oeste a lo largo de las múltiples discordancias en el Terciario que mezclan y mejoran la calidad del aceite de los yacimientos del Eoceno alcanzando la densidad actual promedio de 22-24°API. La roca almacén consiste de conglomerados y areniscas calcáreas soportados por una matriz arcillo-carbonatada dolomitizadas. El tipo de porosidad es intergranular e intercrystalina y varía del 5 al 12 % (esta porosidad no es comercial, por lo que el yacimiento es en fracturas) con permeabilidades de 50 a 200 mD (Pozos Mata Gallina-4 y Guinea-1, Campo Perdiz y Mocarroca-1). Estas rocas se depositaron en el talud y pie de talud, como flujo de escombros. La trampa es estructural. La roca sello es una secuencia de lutitas del Mioceno inferior.

5.6.4. Sistema Jurásico /Cretácico - Mioceno Inferior (!)

Este play se caracteriza por la presencia de cañones labrados en el frente tectónico, conducto por donde fluyó y se depositaron 3 tipos de facies: flujos de escombros-abanicos de pie de talud, complejos de canales y abanicos de piso de cuenca. Las diferentes facies presentan características petrofísicas que van desde mala hasta excelente calidad como roca almacén, con espesores potentes en su depocentro de hasta 300 m de espesores netos de arenas. Las facies de flujos de escombros intercalados con abanicos de pie de talud muestran rangos de porosidad y permeabilidad de entre 5 y 10 %, y entre 0.001 y 10 mD, respectivamente. Las facies de abanicos de pie de talud y complejo de canales, se encuentran distribuidas hacia la parte central cuyos valores oscilan de entre 10 y 20 %; y 10 y 40 mD; finalmente, las facies de abanicos de talud y piso de

cuenca, están distribuidos hacia la parte más oriental de la cuenca y se caracterizan por secuencias de cuyos rangos de porosidad y permeabilidad son de entre 20 y 23 %; y entre 40 y 160 mD, respectivamente. Las trampas son combinadas. Actualmente esta secuencia tiene agotada su producción, fue productora de gas termogénico seco y condensado en el campo Novillero a profundidades mayores a 2000 m.

5.6.5. Sistema Jurásico /Mioceno - Mioceno Medio (!)

La roca almacén es compuesta por areniscas siliciclasticas depositadas en abanicos de piso de cuenca (Arena M, en el campo Cocuite) y en un sistema de canales meandricos. El tipo de porosidad es intergranular con un rango de 20 a 33 % permeabilidades de 300 a 500 mD. La trampa es combinada (estructural y estratigráfica). Es productor primordial de gas seco con poco condensado. El mejor ejemplo de este play son los campos Cocuite, Apertura, Lizamba, etc.

5.6.6. Sistema Jurásico /Mioceno Play Mioceno Superior (!)

La roca almacén esta formada por areniscas siliciclásticas depositadas en abanicos de piso de cuenca (Arena G, en el campo Cocuite) y en la parte profunda de un sistema progradacional (canales meándricos). La porosidad es intergranular varía de 25 a 35 % y la permeabilidad promedio es de 350 m D. La trampa es combinada (estructural y estratigráfica). En este play se tiene la mayor producción de gas seco de la cuenca de Veracruz, como es en los campos Vistoso, Lizamba, Arquimia, Papan, etc.

5.6.7. Sistema Mioceno - Play Plioceno inferior (!)

Este es un play productor de gas seco mayormente biogénico, procedente de rocas generadoras del Mioceno y Plioceno. La roca almacén esta compuesta por areniscas siliciclásticas depositadas en un complejo de canales meándricos. El tipo de porosidad es intergranular y varía de 30 a 37 % y una permeabilidad de

350-550 m d. La trampa es combinada con fuerte componente estratigráfica (Campos Cocuite, Lizamba, Papan, Soterillo, etc.).

Las trampas son de tipo estratigráfico con componentes estructurales, almacenando principalmente hidrocarburos gaseosos (termogénico asociado a condensado y seco de origen bacterial). El sello está conformado por delgados pero efectivos y potentes cuerpos arcillosos confinantes. La migración todos estos plays fluye por efecto hidrodinámico y compactación o a través de fallas, sistemas de fracturas y superficies discordantes de manera vertical y lateral ascendente.

5.7. Plays Potenciales

Basado en el historial geológico- geoquímico de la cuenca, las evidencias directas de los hidrocarburos, así como en los resultados de la interpretación de la nueva información sísmica que inciden con la proposición para establecer producción de hidrocarburos en los horizontes más profundos a los encontrados actualmente, se proponen se tengan plays potenciales a nivel Paleoceno y aún en donde existe el Oligoceno.

5.7.1 Play Paleoceno

Este play se espera ser probado en una trampa estructural, basado en la información geológica y abundantes manifestaciones de hidrocarburos en los pozos Jagüey Blanco-1, Dos Matas-1, Mata Espino 101B, Torcaza-1 y 101 A, Masamila-1, Mixteco-1, Mata Gallina 1, Loma Caballo-1 y 4, Barrios-1 y Guinea-1. Los patrones de los registros geofísicos muestran evidencias para encontrar intervalos de areniscas conglomeráticas de facies marinas proximales de flujos de escombros. Estas corresponden al alineamiento estructural de Mata Gallina-Perdiz, con dirección NW-SE, sobre el cual se está desarrollado el campo productor de aceite de 24° API, en rocas del Eoceno Medio (Fig. 5.13)

La litología del Paleoceno está constituida por lutitas gris a gris verdosa, calcárea y en partes arenosas, con cuerpos de conglomerados de flujos de escombros. El espesor cortado en los pozos en el bloque alto es de 232 m y en el bloque bajo de 215m. Ocasionalmente esta formación cambia de facies a la formación Chicontepec Medio a Inferior por micropaleontología, en el pozo Mata Espino-101B se le asignó una edad del Paleoceno Inferior y Medio, en un ambiente de cuenca.

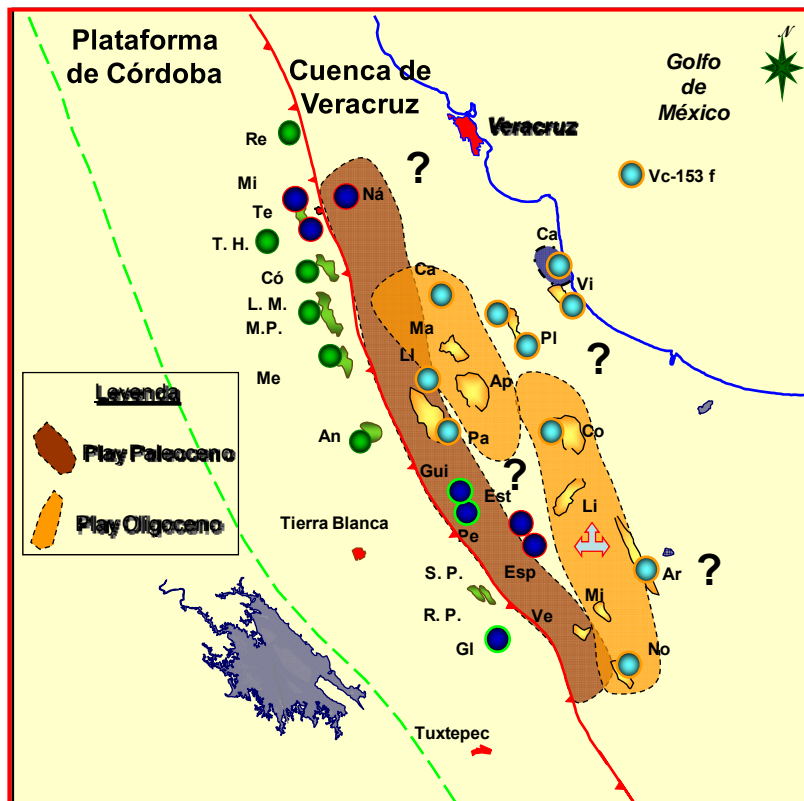


Fig. 5.13. Mapa de propuesta gruesa de posible distribución de los Plays Paleoceno y Oligoceno

Las primeras propuestas para alcanzar la cima de este play, fue inferida tomando como la cima un horizonte sísmico con buena reflectividad observado a 2.86 segundos (Fig. 5.14), esto es debido a que no se cuenta con pozos en el área que hayan cortado este nivel que sirvan de soporte para el amarre de la correlación sísmica de estas rocas. No obstante que la estructuras se encuentra relativamente profundas, los datos sísmicos presentan de regular a buena definición, permitiendo definir con cierta precisión las dimensiones de la estructura e interpretar sus principales fallas (Vera, *et al.*, 2005).

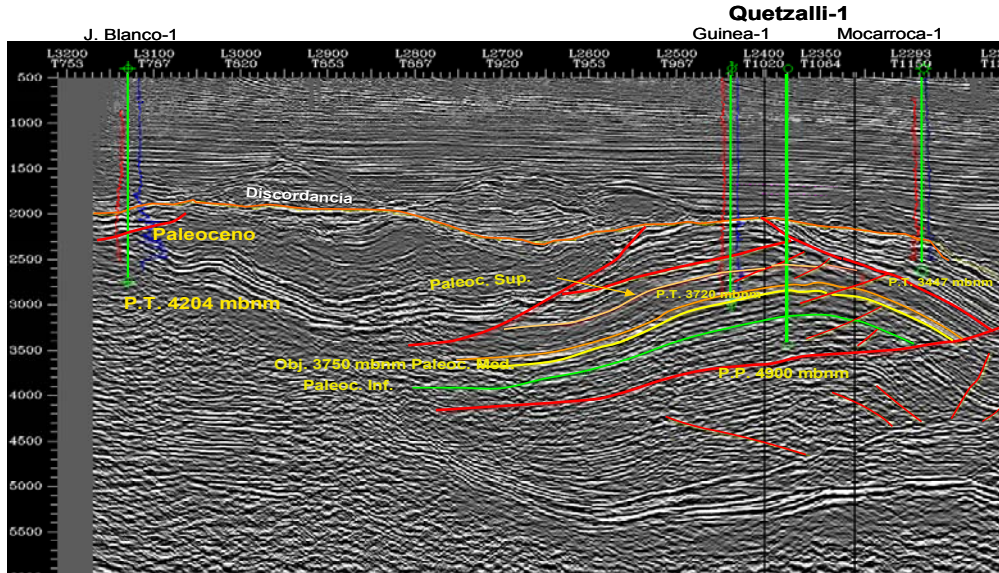


Fig. 5.14 Sección sísmica con la propuesta Quetzalli-1, con objetivos de alcanzar el Play de Paleoceno (Vera, *et al.*, 2005)

Las principales rocas generadoras que podrían cargar de hidrocarburos a este play serían las rocas generadoras del Cretácico Inferior- Medio y del Jurásico Superior, cuya distribución de aceite y gas esta plenamente probada en los plays del Cretácico Medio y Terciario, respectivamente. La migración de estos hidrocarburos se espera haya ocurrido durante el Eoceno Tardío y el Mioceno Temprano. El sello lo constituyen las facies arcillosas profundas del mismo Paleoceno y del Eoceno Inferior en donde se tiene presente.

5.7.2. Play Oligoceno

Se espera que la roca almacén esté constituida por conglomerados y areniscas calcáreas soportados por una matriz arcillo-carbonatada dolomitizada. El tipo de porosidad es ítergranular e ítercristalina y varía del 5 al 12 % con permeabilidades de 50 a 200 Md (similares al play del Eoceno Medio). Estas rocas son depósitos de talud y pie de talud, como flujo de escombros (Fig. 5.15).

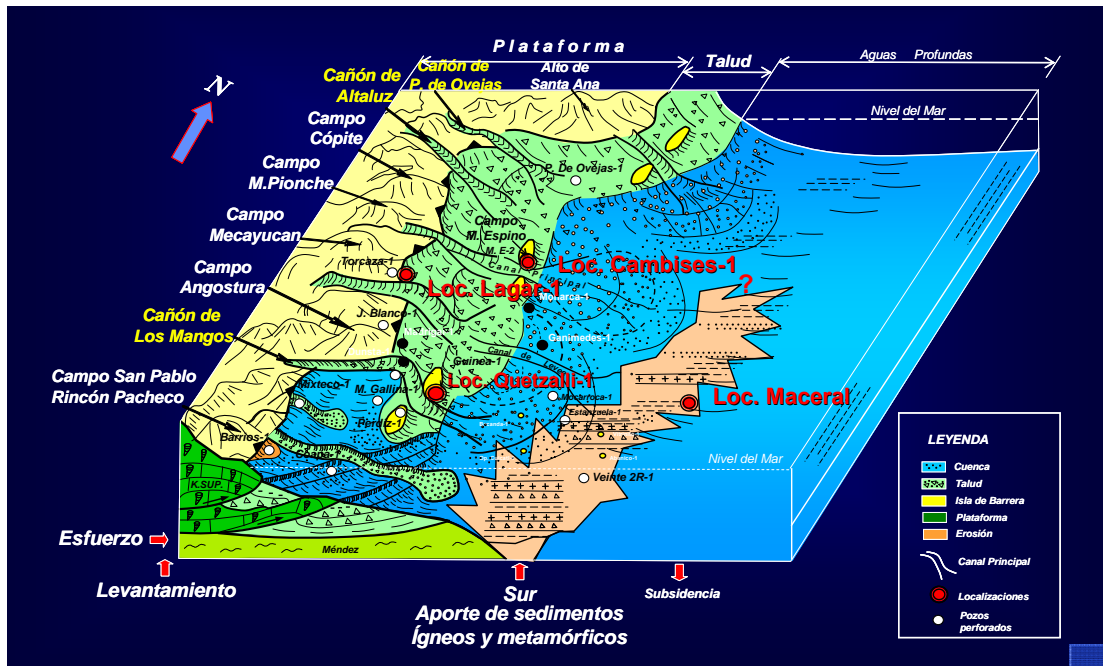


Fig. 5.15 Modelo sedimentario esquemático del modelo del Paleógeno (Vera, *et al.*, 2005).

Con los estudios actuales de estratigrafía de secuencias y otras disciplinas, se han logrado definir condiciones sedimentológicas similares a las estudiadas en el Eoceno Medio e Inferior (productoras en el campo Perdiz y Quetzalli), para las rocas de esta edad, se considera como un play potencial, ya que aún no se ha logrado establecer producción comercial de hidrocarburos. Sin embargo, en la cuenca un gran número de pozos han manifestado principalmente de hidrocarburos gaseosos distribuidas hacia la porción sur - centro de la Cuenca de Veracruz (Fig. 5.16), por lo que se tiene poca distribución de roca almacén. (Amistad-1, Anegada-1 y 2, A. Lizardo-1, Catemaco-1, Covarrubias-1 y 101A, Gloria-2, Ixhuapán-1A, Lobito-1, Mata Espino-2, 3, 101, 101B, Mirador-102, Zafiro-101). La interpretación de las líneas sísmicas interpretadas a la fecha indica que se esperarían trampas estratigráficas y mixtas similares a las del Eoceno.

Al analizar la discontinuidad en las manifestaciones de hidrocarburos en el Oligoceno, se pudiera interpretar como la de la culminación del entrapamiento de los hidrocarburos provenientes de formaciones inferiores cercanas y distantes, o diferenciados por algún evento erosivo en donde se perdieran parte de estos

hidrocarburos, cerrándose así una etapa de migración. Asimismo se puede inferir la arcillosidad de este cuerpo hacia la parte inferior, de tal manera que la migración secundaria fue controlada por la fuerza de empuje, hidrodinamismo y capilaridad.

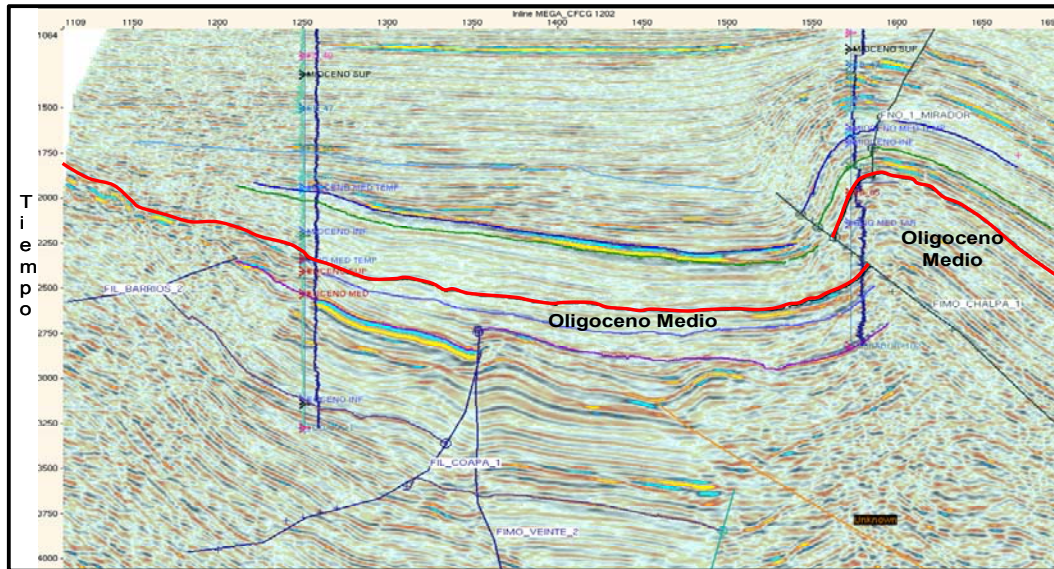


Fig. 5.16 Sección geológica regional, datando los horizontes del Oligoceno (Espinoza, 2006)

El sello local y regional está compuesto por una secuencia de lutitas y lutitas arenolucáreas del Mioceno inferior. De ser productor este play se esperaría aceite y gas asociado proveniente de rocas generadoras del Jurásico y Cretácico, cuya migración es producto de un craqueo secundario ocurrido durante el Mioceno. Actualmente podrían estar siendo cargadas por las facies generadoras del Paleoceno - Eoceno, producto de un craqueo primario, ya que en el presente térmicamente estas se encuentran dentro de la ventana de generación y migración de hidrocarburos ligeros y gas, de acuerdo con el modelado del sistema petrolero realizado en el área.

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Con el conocimiento geoquímico actual se establecen 3 familias de gases, en la Cuenca de Veracruz, definiendo dos orígenes: termogénico y biogénico, así como sus mezclas.

2.- Los valores muy ligeros del metano, sugieren que los gases son mezclas biogénico- termogénicos y se encuentran almacenados en rocas menores de 2000m, localizados en el centro de la cuenca de origen Jurásico y Terciario.

3.- Algunos gases son solamente termogénicos sin ninguna alteración post-genética (Familia-1), son relativamente de baja madurez (mitad de la ventana del petróleo). Se localizan en la región nor-occidental de la cuenca, generados en rocas cretácicas.

4.- La familia 2 son gases termogénicos, pero con mayor madurez que las anteriores. También sufrieron altos grados de fraccionamiento debido a distancias de migración, y están presentes en toda la cuenca, siendo de origen Jurásico Superior.

5.- Los gases de la familia-3 se definen como gases biogénicos, sin relación con los sistemas petrolíferos convencionales. Se localizan en el centro de la cuenca y están presentes en los yacimientos del Plioceno Inferior y aun en el Mioceno Superior.

6.- Los resultados de los gases indican alto fraccionamiento, evolución termal y cracking de los gases, sugiriendo un alto potencial de gas termogénico, almacenado en secuencias del Terciario Inferior hasta el Tithoniano, por lo que se sugiere que en exploraciones futuras deberán enfocarse a objetivos más profundos.

7.- Con la información analítica validada y actualizada se confirman los tres subsistemas generadores conocidos: Jurásico Superior, Cretácico Inferior-Medio, y Mioceno, considerándose al Cretácico Superior y Paleoceno-Eoceno como subsistemas hipotéticos.

8.- El sistema de fallas inversas profundas y el patrón de fracturamiento asociado a superficies discordantes, constituyen las principales vías de migración de los hidrocarburos.

9.- A nivel mundial existen campos pequeños y gigantes con producción de gas biogénico, los cuales representan el 20 % de la reserva total estimada. En México se tiene producción comercial de este gas en Macuspana y Veracruz.

10.- Con el análisis de los componentes individuales del gas, permitió entender los procesos de acumulación, evolución y distribución geográfica y estratigráfica, estableciendo su correlación con las rocas generadoras profundas.

11.- Los gases termogénicos de la Cuenca de Veracruz, fueron generados del cracking primario del kerógeno, así como del cracking secundario del aceite, evolucionados y de alto fraccionamiento.

12.- Los gases termogénicos, muestran dos rangos de madurez, de 0.7 a 0.9 %, y de 1.0 a 1.4 % de R_o , están asociados al aceite y a los condensados respectivamente. Los gases termogénicos en las mezclas tienen madurez de 1.2 a 1.4 % de R_o , y están presentes en toda el área.

13.- Con la integración de los datos analíticos de los gases integrados al modelo geológico de la cuenca, alcanzó los objetivos propuestos, logrando establecer los sistemas petroleros y su relación con los plays productores de la Cuenca de Veracruz.

14.- Haciendo uso de una trampa separadora de fluidos, balas y/o vacutainer, por primera vez en el área se muestrean las manifestaciones de gas durante la perforación de pozos exploratorios, apoyando con el conocimiento de las características de los hidrocarburos esperados antes de terminar la perforación del pozo.

15.- La principal etapa de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos, ocurrió durante el Eoceno al Mioceno Tardío. el gas biogénico, ocurre sincrónicamente con los depósitos del Mioceno-Plioceno, guardando buena sincronía, con los demás elementos del sistema petrolero.

16.- La principal etapa de deformación de los sedimentos ocurrió durante el Eoceno y Mioceno, formándose así las principales trampas estructurales, estratigráficas y combinadas en el área.

17.- La carga de gas térmico (volumen de gas) y la integridad del sello son riesgos críticos para las acumulaciones termogénicas de gas en diferentes niveles del Mioceno en algunas estructuras del área.

18.- Los análisis isotópicos y composicionales de los gases muestran que existió primero una migración vertical de hidrocarburos térmicos profundos, posteriormente la migración de gas seco fue lateral, el cual fue mezclado con el gas biogénico.

19.- El incremento de gas húmedo con la profundidad por la redistribución de éstos durante su migración, indican la posibilidad de encontrar nuevos yacimientos a lo largo de sus rutas.

20.- Las técnicas geoquímicas de alta resolución, integrado al contexto geológico del área, fue posible establecer buena correlación roca-aceite, roca-gas, aceite-gas, estableciendo así los sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz.

21.- Evidenciado por las manifestaciones directas de hidrocarburos, la información geológica, geoquímica con la nueva interpretación sísmica, se proponen como plays hipotéticos al Paleoceno y Oligoceno.

RECOMENDACIONES

1 – Es muy importante continuar con el programa de muestreo y análisis de rocas, líquidos (aceite, condensados, lodos de perforación), y gases en pozos exploratorios durante la operación, así como de líquidos y gases en pozos de desarrollo, para no perder la continuidad de los nuevos datos.

2 – Se recomienda continuar con el modelado en 2D de secciones regionales a lo largo y ancho de la cuenca, para definir la continuidad de las cocinas de hidrocarburos y delimitar la distribución de éstos en el tiempo y espacio, reduciendo así el riesgo geológico en la documentación de las localizaciones.

3 – Es necesaria la integración de la información geológica, geofísica, geoquímica y de ingeniería, para continuar con el desarrollo del modelado en 3D, para entender el desarrollo del flujo de fluidos con la geometría de la cuenca y poder predecir la distribución y volumen de los hidrocarburos en la cuenca.

4 - Se recomienda continuar con el mapeo de los parámetros geoquímicos para ser más precisos con el modelado de generación-migración, utilizando los siguientes parámetros: isopacas, distribución de COT, IH, TMax, Energías de activación presiones y flujo de fluidos.

- Cualquier gas probado o producido deberá ser apropiadamente identificado (pozo, profundidad, edad, unidad de yacimiento) y analizada su composición molecular, isótopos de carbón de gases individuales, e isótopo de hidrógeno para metano, para poder tener una interpretación geoquímica completa.
- Incrementar el número de localizaciones exploratorias con los nuevos estudios sísmicos, principalmente hacia el Sur de la Cuenca, y evaluar el recurso potencial de los plays, realizar estudios de reconocimiento en plays hipotéticos.
- Implementar alguna metodología necesaria para realizar el cálculo volumétrico del gas biogénico generado en el Mioceno, para poder cuantificarlo.
- Enfocar la geoquímica del petróleo para resolver problemas relacionados a los yacimientos, tales como la continuidad lateral y vertical de fluidos y asignación de la producción en yacimientos comunicados.
- La Cuenca de Veracruz es precursora de gas de grandes profundidades infiriendo que la producción obtenida, representa un menor porcentaje en relación con los posibles yacimientos a profundidad, por lo que: **Se recomienda en futuro próximo la perforación de pozos con objetivos más profundos para gas y aceite ligero.**

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Beaumont, E. A. and Norman H. F., 1988. *Treatise of Petroleum Geology Reprint Series, No 8 Geochemistry*, AAPG, Tulsa, Oklahoma 74101, USA.

Bernard, B.B., 1978. *Light hydrocarbons in marine sediments: Ph.D. thesis*, Texas A & M University, College Station, Texas, 144p.

Berner, U., and Faber E., 1988. Maturity related mixing model for methane, ethane and propane, based on carbon isotopes, in L. Mattavelli and L. Novelli, eds., *Advances in Organic Geochemistry*, v. 13, p. 67-72.

Berner, U. and Faber E. 1996. Empirical carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open-system pyrolysis. *Org. Geochem.* Vol. 24 No. 10/11, pp. 947-995.

Bondar, A. D., 1987. Role of diffusion in differentiation of carbon isotopes of methane of the earth's crust (in Russian). *Geokhimiya* 9, 1274-1283.

Bordenave, M. L. (1993). *Applied Petroleum geochemistry*. Paris: Éditions technip

Brooks, J. *et al.* 1974. *Advances in Petroleum Geochemistry 1*. Academic Press, London.

Chung, E. M. *et al.*, (1988). Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution. *Chemical Geology*, 71, 97-103 (special issue).

Clayton, C., 1991. Carbon Isotope fractionation during natural gas generation from kerogen. *Marine Petroleum Geology* 8, pp. 232-240.

Colombo, *et al.*, 1965. Carbon isotope composition of individual hydrocarbons from Italian natural gases: *Nature*, v. 205, p. 1303-1304.

Colombo, *et al.*, 1966. Measurements of C¹³/C¹² isotope ratios on Italian natural gases and their geochemical interpretation. Pergamon Press, Oxford, pp. 279-292.

Colombo, *et al.*, 1970. Carbon isotope study on methane from German coal deposits. Pergamon Press, Oxford, pp. 1-26.

Cook, E., 1979. The helium question. *Science*, 206 (4423), 1141-1147.

Cruz Helú, *et al.*, 1977. Origin and distribution of Tertiary conglomerates, Veracruz Basin, México, *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, vol. 61, No. 2: 207-226.

Devon, M. R., 1998. Determination of the origin of migrating gases in the heavy oil fields of Alberta and Saskatchewan using carbon isotope analysis.

Espinoza, N. M. *et al.*, 2006. Reportes técnicos de interpretación sísmo-estructural del megacubo sísmico-3D, de la cuenca de Veracruz PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com

Evans, *et al.*, 1971. Regional facies of organic metamorphism in geochemical exploration. In Canadian Institute of Mining and Metallurgy, proceedings, 3rd International Geochemical Exploration Symposium, special vol. 1. Montreal: Canadian Institute of Mining and Metallurgy, pp. 517-520.

Faber, E. and Stahl, W. J., 1984. Geochemical surface exploration for hydrocarbons in North Sea. AAPG bulletin 68, No. 3, 363-386.

Ferket, H. 2005. Sedimentology, diagenesis and fluid flow reconstruction in the Laramide fold and Thrust belt of eastern México (Córdoba Platform): implications for petroleum exploration. Tesis post-doctoral PEMEX-IMP-IFP. (KATHOLIEKE UNIVERSITEIT LEUVEN).

Feux, A.N., 1977. The use of stable carbon isotopes in hydrocarbon exploration. Journal of Geochemical Exploration, vol. 7, 155-188.

Feux, A.N., 1980. Experimental evidence against an appreciable isotopic and fractionation of methane during migration, in A. G. Douglas and J.R. Maxwell, eds., Advances in Organics Geochemistry 1979: Oxford, Pergamon Press, P. 725-732.

Galimov, E. M., and Ivlev, A. A., 1973. Thermodynamic isotope effects in organic compounds: 1. Carbon isotope effects in straight-chained alkanes: Russian Journal of physical Chemistry, v. 47 p.1564-1566.

Galimov, E. M., 1974. Carbon isotopes in oil and gas geology Nauka, Moscow (Translation): NASA TT-682, Washington, D.C., 1975, 395p.

Galimov, E. M., 1975. Carbon isotopes in oil-gas geology. NASA technical translation NASA TT F-682, U.S. Government Printing Office.

Galindo H. J. A., y Vázquez C. E., 2000. Manual de muestreo geoquímico de rocas, fluidos y gases de pozos exploratorios en operación. PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com

Guzmán, V. E., *et al*, 1980. Estudio Estratigráfico – Estructural de los sedimentos del Eoceno, Oligoceno y Mioceno. Prospecto Paleocañones. PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com

Hoering, T.C., and Moore, H. E. 1958. The isotopic composition of the nitrogen in natural gases and associated crude oils: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 13, p.225-232

Hunt J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology* . 2nd Edition, Freeman and Company. New York. Cap. 7 The origin of natural gas p.185-237.

Hunt J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology* . second edition. Freeman and company. New York. Cap. 8 Migration and accumulation p.238-288.

Jacobo A. J. 1997. "Studio Geológico y Petrológico del massicio Vulcánico i los Tuxtlas". Dottorato i Ricerca, Università Degli Study Pisa.

James A. T., 1983. Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distributions between hydrocarbon components. *AAPG bulletin*. 67(7). 1176-1191.

James A. T., 1990. Correlation of reservoired gases using the carbon isotopic composition of wet gas components: *AAPG Bulletin*, v.74, p.1441-1458.

Klein and Juntgen, 1972. Studies on the emision of elemental nitrogen from coals of different rank and its release under geochemical conditions. *Advances in organic geochemistry 1971*. Oxford: Pergamon Press, pp. 647-656.

Krooss, B. M., *et al.* 1998. Aspects of natural gases generation and migration in sedimentary systems V. M. Goldschmidt conference 1998: *Mineralogical Magazine*, v. 62A, p.818-819.

Krouse, H. R. 1979. Stable isotope Geochemistry of non-hydrocarbon constituents of natural gas. In *source prediction and separation of non-hydrocarbon constituents of natural gas*, preprint of the Tenth World Petroleum Congress, Bucharest, 1979. London: Heyden and son.

Le Tran K. *et al* 1974. Problemes relatifs á la formation d'hydrocarbures et d'hydrogene sulfure dans le bassin sud-ouest aquitain. In B. Tissot and F. Bienner (eds.), *Advances in organic geochemistry 1973*, Paris: Éditions technip, p. 76.

Magoon, L. B. and Dow, W. G. 1994. The Petroleum System, from source to trap, *AAPG memoir* 60, Tulsa Oklahoma, U.S.A. 74101.

Martinez, M. M., *et al.* 2005. Modelo Sismoestratigráfico de la cuenca Terciaria de Veracruz, México. XLIII Congreso Nacional de AIPM, Puebla, México.

Martinez, M. M., *et al.* 2005. Play del Mioceno Superior – Plioceno y su importancia económica en la cuenca Terciaria de Veracruz, México. 1er. Simposium, AMGP, Reynosa, Tamaulipas, México.

Mattavelli, *et al.* 1983. Geochemical and habitat of natural gases in the Po basin, Northern Italy. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 67: 2239-2254.

Merrill, R. K., 1991. Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. *Treatise of Petroleum Geology Handbook of petroleum Geology*. AAPG, November, 1991.

Moldowan, J. M. and Rocha, M.M. 2003. High Resolution Geochemistry Tecnology (HRGT) Sumary Report of Biological of Biological Markers, Diamandoids, CSIA-B and CSIA-D. PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Moldowan, M., *et al.* 2005. Caracterización de los sistemas petroleros de México – Cuenca de Veracruz - Aceites. PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Morelos, G. A., Vázquez C. E., y Galindo J. A. 2001. Análisis e interpretación de aceite y gases de la Cuenca de Veracruz, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

PEMEX-CHEVRON, 1993. Proyecto Veracruz, Estudio Geológico-Geoquímico del Sistema Petrolero. aditepaiv@pep.pemex.com

PEMEX – AMOCO – IMP, 1995. Estratigrafía de Secuencias de la cuenca Terciaria de Veracruz. aditepaiv@pep.pemex.com

PEMEX - BEG, 2001. Miocene and Pliocene gas plays of the Veracruz basin, Eastern Mexico. PEMEX, inédito aditepaiv@pep.pemex.com.

PEMEX – Consorcio DIAVAZ, 2003-2005. Proyecto Regional de Caracterización de los Sistemas Petrolíferos de las cuencas de México. PEMEX, inédito aditepaiv@pep.pemex.com.

Pernaton, E., *et al.* 1996. Reconsideration of methane signature as a criterion for the genesis of natural gas: influence of migration on isotopic signature. *Rev. IFP* 51(5), 635-651.

Prinzhofer A. and Huc A., 1995. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases. *Chemical Geology* 126, 281-290.

Prinzhofer, A., *et al.* 1996. Reconsideration of methane signature as a criterion for the genesis of natural gas: influence of migration on isotopic signature. *Revue de l'IF*, vol. 5, p.635-651.

Prinzhofer A. and Pernaton E., 1997. Isotopically light methane in natural gas: bacterial imprint or diffusive fractionation?. *Chemical Geology* 142, 193-200.

Prinzhofer, A., *et al.* 2000 a, A new geochemical characterization of natural gas and its use in oil and gas evaluation. Hedberg Conference, Rio de Janeiro, November 1997. Special publication of the AAPG, in press.

Prinzhofer, A. *et al.* 2000 b, Geochemical characterization of natural gas: a physical multivariable approach and its applications in maturity and migrations estimates. AAPG bulletin, 84, 1152-1172.

Prinzhofer, A. and Mello, M. R., 2004 Geoquímica de gases de las cuencas de México. aditepaiv@pep.pemex.com.

Prost G., and Aranda M., 2001. " Tectonics and Hydrocarbon Systems of the Veracruz Basin, Mexico. AAPG, memoir 75, p. 271-291.

Rice, D.D. and Claypool G. E., 1981. Generation, Accumulation, and Resource Potential of Biogenic Gas. AAPG bulletin v.65 p. 5-25

Román R. J. R y Vázquez C. E., 2007. Notas informativas, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Ruiz, *et al.*, 2006. Reportes técnicos del Proyecto de Plays y Sistemas Petroleros del activo Integral Veracruz, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Sackett, W. M., 1968. Carbon isotope composition of natural methane occurrences: AAPG bulletin v. 52, p. 853-857.

Serrano B. E., Vázquez C. E., Holguín Q. N., Roman R. J. R., Galindo H. J. A. Grass D., 1996. Subsistema Generador Mesozoico-Terciario de la cuenca de Veracruz. PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Schoell, M., 1980. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various regions: Geochimica et Cosmochimica Acta, V. 44, p 649-661.

Schoell, M., 1983. Genetic Characterization of Natural Gases. AAPG Bull. V.67, No.12 p 2225-2238

Schoell, M. 1984. Stable Isótopes in Petroleum Research. Advances in Petroleum Geochemistry , Vol. 1, p.215 -245.

Schoell, M., 1988. Multiple origins of methane in the earth. Chemical Geology, 71, pp. 1-10.

Sosa, P. A., 2000. Conceptos Básicos de Isotopía del Carbono Aplicados a la Exploración Petrolera. Taller de trabajo para Geocientíficos de Exploración. PEMEX-IMP, PEMEX Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Sthal, W., 1973. Carbon isotope ratios of German natural gases in comparison with isotopic data of gaseous hydrocarbons from other parts of the World, in B. Tissot and F. Bienner, eds., *Advances in organic Geochemistry 1972*: Oxford, Pergamon Press, p. 453-462.

Taludkar, S.C., *et al.* 2002. Hydrocarbons Source and charge in the Neogene in the Macuspana and Veracruz Basins, Mexico, *G.C.A. of G.S.T. Vol. 52*.

Tissot, B.P. and Welte, D. H., 1982. *El Petróleo su formación y localización*. CONACYT, México.

Tissot, B. P. y Welte D. H., 1984. *Petroleum Formation and occurrence*. 2da ed. Heidelberg: Springer Verlag.

Varios, 2004. La cuenca de Veracruz., Resumen de conferencias en el congreso de AMGP, Cancún Quintana Roo, México. PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vázquez, C. E. y Morelos, G. A., 2002. Gas Biogénico en la Cuenca Terciaria de Veracruz, Generación, Importancia y Cuantificación, PEMEX inédito. aditepaiv@pep.pemex.com

Vázquez, C. E., 2004. Subsistemas Generadores de la cuenca de Veracruz PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vázquez, C. E., 2005. Base de datos de análisis cromatográficos e isotópicos de los gases de la cuenca de Veracruz PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vázquez, C. E., 2007. Sistemas Petroleros de la cuenca de Veracruz. Reporte interno de PEMEX., Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vera, *et al.*, 2005. Proyecto Paleógeno, Documento de la localización Quetzalli-1, Activo Integral Veracruz, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com

Whiticar, M., *et al.* 1984. Carbon and hydrogen isotopes of C1-C5 hydrocarbons in natural gases (abs.): AAPG Research Conference on Natural Gases, San Antonio, Texas, p. 31.

Whiticar, M. J., and Faber, E., 1986. Methane oxidation in sediment and water column environments-isotope evidence: *Organic Geochemistry*, v.10, p.759-768.

Whiticar, Michael J., 1994. Correlation of Natural Gases with Their Sources. En Magoon, L. B, and W. G. Dow, eds., *The Petroleum System- from source to Trap*: AAPG Memoir 60.

GLOSARIO

Biodegradación.- Es la destrucción del petróleo y bitúmenes por las bacterias a temperaturas menores de 80° C. El lavado de los hidrocarburos destruyen los hidrocarburos más ligeros, ambos procesos cambian la densidad de estos haciéndolos más pesados, caso contrario sucede con los eventos de termo degradación

Difusión.- Es un proceso natural e irreversible en el cual los hidrocarburos se mueven en dirección de más baja concentración. La difusión tiende a dispersar los hidrocarburos más concentrados y éste es de sobremanera un proceso lento.

Migración Primaria, Secundaria y Terciaria.- Primaria se define como el movimiento de fluidos contenido en la porción de grano fino dentro de la roca madre madura. Secundaria.- Es algún movimiento fuera de ésta. Terciaria.- Es el movimiento de una acumulación previamente formada

Mecanismos de migración primaria.- Los mecanismos de migración de hidrocarburos en el interior de la matriz de una roca generadora de grano fino son la difusión, solución y como una fase aceite-gas. La mayoría de la migración primaria ocurre en una fase aceite-gas, con difusión y solución oportuna primordialmente para la mayoría de las moléculas más pequeños de hidrocarburos solubles. (John M. Hunt, 2ª Edición, p 238-288)

Mecanismos de migración secundaria.- La principal fuerza de conducción en una migración secundaria de petróleo es la fuerza de empuje de los hidrocarburos. La fuerza resistente es la presión capilar del sistema roca-agua. Las fuerzas modificadoras incluyen flujo de fluido hidrodinámico y presiones anormales en compartimentos aislados. La fuerza de empuje es la diferencia entre la densidad de la fase de hidrocarburos y la fase de agua. La presión capilar es la presión requerida del aceite o gas para desplazar al agua de la roca (Zeiglar 1992).

Momento Crítico. Es el momento óptimo en el que sucede el proceso de Generación-Migración-Acumulación de hidrocarburos en un Sistema Petrolífero.

Nomenclatura de los Sistemas Petroleros. El nombre de los sistemas petroleros incluye el nombre de la edad o formación de la roca generadora seguida por el de la roca almacén más importante del área y por el símbolo que expresa el nivel de certeza de tal sistema petrolero (ej. Cretácico Inferior/Medio - Orizaba (!)). El nivel de certeza de un sistema petrolero indica la confianza con la cual definimos que una roca generadora activa ha producido los hidrocarburos acumulados en la cuenca. Estos niveles de certeza pueden ser tres: conocido (!), hipotético (.) y especulativo (?).

Cuando existe una correlación directa entre el hidrocarburo (aceite y/o gas) con la roca generadora basado en la información geoquímica se le considera un sistema con nivel de certeza conocido, este sistema petrolero se indica con el signo de admiración (!). Cuando existe roca generadora pero no correlacionan con los hidrocarburos acumulados, se considera un sistema hipotético, este sistema se señala con un punto (.). Y finalmente se le llama especulativo, cuando existe presencia de rocas generadoras o yacimientos de hidrocarburos datados solo por evidencias geológicas o geofísicas, para la nomenclatura de este sistema petrolero se usa un signo de interrogación (?).

Pirólisis.- Es el análisis químico que se le realiza a las muestras de roca por medio del Rock-Eval, empleándose un aparato por medio del cual es posible determinar cualitativa y cuantitativamente los hidrocarburos formados del tipo del petróleo, los que potencialmente se pudieran generar a partir de la materia orgánica insoluble (kerógeno) y el bióxido de carbono contenidos en una muestra de roca (100 mg), ésta es calentada a temperaturas mayores a 500°C, durante un periodo aproximado de 30 minutos por muestra, simulando en este tiempo la presión y temperatura a que estaría sujeta en el tiempo geológico. Cuando la roca es sujeta al análisis, proporciona los resultados siguientes:

S₁- Hidrocarburos presentes del tipo del petróleo, expresado en mg de Hcs/gr. de roca.

S₂.- Hidrocarburos generados a partir del kerógeno presente en la muestra, reportado como mg de Hcs/ gr. de roca.

S₃.- CO₂ producido a partir del oxígeno proveniente de los compuestos oxigenados orgánicos, expresado en mg de CO₂/gr. de roca

COT.- Carbono Orgánico Total, empleado para evaluar el probable potencial de las rocas y se expresa en %.

Tmax.- Temperatura máxima de pirolisis, utilizada para evaluar el grado maduración de la muestra, se mide en °C.

IH.- Índice de Hidrógeno, empleado para determinar la calidad y tipo de materia orgánica, evalúa el potencial generador de las rocas, se mide en mg de Hcs/g COT

IO.- Índice de Oxígeno, tiene la misma aplicación que el IH, se representa en mg CO₂/g de roca

IP.- Índice de producción, calculado a partir de la relación S_1/S_1+S_2

Ro.- Reflectancia de Vitrinita.- Es un parámetro de maduración basado en los cambios de la reflectancia de una roca pulida, las partículas de vitrinita se incrementan con el tiempo y temperatura, debido a reacciones de aromatización complejas e irreversibles.

Play.- Se define como un conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares en ambiente de depósito, rocas generadoras, trampas, sellos, los procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, migración, acumulación y preservación) y su tipo de hidrocarburos (Magoon y Dow, AAPG- Memoria 60, 1994).

Roca Almacén - Son rocas que tienen porosidad, permeabilidad y fracturas interconectadas, de tal forma que permita la circulación y acumulación de fluidos dentro de ellas. Estas rocas son evaluadas por sus propiedades físicas de porosidad y permeabilidad. En el área las mejores rocas almacén tienen una porosidad cuyos valores van de 20 a 30 % y permeabilidades de entre 300 a 400 md, éstas se encuentran en los plays del Mioceno Superior.

Roca Generadora.- Es aquella roca que por sus condiciones geológicas presentan suficiente materia orgánica para generar y expulsar hidrocarburos a niveles apropiados de madurez, éstas deberán cumplir con los parámetros de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica, así como un espesor considerable para generar hidrocarburos en cantidades comerciales (Hunt, 1979). Esta debe tener como mínimo las siguientes características:

- Cantidad de materia orgánica (COT>0.5 %, S₂>2.0 mg hcs/gr. de roca)
- Calidad de materia orgánica (IH>50 mg hcs/gr. COT)
- Suficiente madurez térmica (T_{max} = 430-460° C, R_o >0.5% y/o Temp. de fondo >90° C)

Roca Generadora Activa. Es un volumen de roca madre, que está generando y expulsando petróleo en el momento crítico, es la proveniencia de las manifestaciones y acumulaciones de petróleo en un Sistema Petrolífero. La roca generadora madura puede ser activa, inactiva o agotada.

Roca Sello.- Las rocas sello están caracterizadas por una baja porosidad y permeabilidad de tal forma que no permite el paso de hidrocarburos a través de ellas. Las acumulaciones de hidrocarburos y sus rutas de migración en el subsuelo están limitadas por la presencia de superficies impermeables, por tanto la distribución regional de las rocas sello determinan la extensión del sistema petrolero en la cuenca. Existen dos clases de roca sello: los sellos regionales y los locales. Los sellos regionales dirigen y controlan la distribución de los hidrocarburos en la cuenca, mientras que los sellos locales detienen la migración y retienen las acumulaciones de hidrocarburos en las trampas. Los ejemplos más claros del área se tienen con los sedimentos arcillo-calcáreos de la Formación Maltrata de

edad Turoniano, así como los diferentes horizontes de lutitas del Mioceno en la parte terciaria del área.

Sistema Generador.- Es el conjunto de rocas generadoras que como resultado de los procesos químicos-termocinéticos de transformación del kerógeno aportan hidrocarburos durante un periodo determinado (Magoon y Dow 1994). Cuando se tienen integrados y en sincronía los elementos y eventos se denominan **Sistema Petrolero**.

Sistema Petrolero.- Un “Sistema Petrolero” o “máquina del petróleo” es un sistema físico - químico dinámico de generación y concentración de petróleo que funciona en el espacio y en la escala del tiempo geológico (Demaison *et al*, 1988).

Un sistema petrolero es definido como un sistema natural que comprende un área de roca generadora activa y todo lo relacionado para la generación migración y acumulación del aceite y gas, el cual incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que exista una acumulación de hidrocarburos. (L. B. Magoon y W. G. Dow, 1988).

APÉNDICE - 1

