

CAPITULO

5

CAPITULO 5. SISTEMA PETROLERO.

De acuerdo a Magoon y Down, 1994, un sistema petrolero abarca a la roca generadora de hidrocarburos (gas y aceite), la roca almacén, la roca sello y la trampa; relacionados todos los elementos y procesos geológicos (la migración y entrampamiento), que son esenciales para la existencia de una acumulación convencional de hidrocarburos en la corteza terrestre.

El sistema estudia y evalúa los elementos interdependientes y los procesos que constituyen la unidad funcional que crea las acumulaciones de hidrocarburos. El sistema petrolero incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural y las acumulaciones de petróleo descubiertos que están genéticamente relacionados; la presencia de petróleo en uno o más yacimientos es la prueba de que un sistema existe. La zona de maduración de la roca madre es parte del sistema petrolero porque constituye la procedencia de estos acontecimientos relacionados del petróleo. La red de distribución donde se encuentran los yacimientos se asocia con la trayectoria de migración de las acumulaciones descubiertas, que pueden ser desarrolladas.

Los elementos esenciales de un sistema petrolero son:

Roca generadora: Esta litología debe contener suficiente materia orgánica (mínimo 1% de materia orgánica para que pueda generar hidrocarburo), para generar volúmenes de hidrocarburos que al migrar puedan formar un yacimiento.

Roca almacenadora: Este tipo de roca debe ser porosa y permeable para que el petróleo fluya libremente; los poros deben ser de tamaño supercapilar.

Roca sello: Esta litología debe ser lo suficiente impermeable para evitar que el crudo o gas se escapen, es decir los poros deben ser de tamaño subcapilar.

Roca de sobrecarga: Este tipo de roca debe poseer condiciones de presión, temperatura y tiempo esenciales para que se dé a cabo un sistema petrolero, es decir, para que la materia orgánica entre en la ventana de generación.

Trampa: Una trampa de petróleo es una estructura geológica o un arreglo litológico que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable. El petróleo así acumulado constituye un yacimiento petrolífero y la roca cuyos poros lo contienen se denomina roca almacenadora.

El petróleo se compone de un conjunto de numerosas sustancias líquidas distintas, los hidrocarburos, que son menos densos que el agua; por lo que, tienden a flotar en ella. Esto produce un movimiento de migración del petróleo desde el momento que se forma, a partir de restos de plancton u otras fuentes orgánicas, hacia la superficie desde el subsuelo, viajando a través de los poros de rocas permeables. Una vez que aflora a la superficie, forma la llamada fuente o manifestación natural de petróleo y va desapareciendo con los años, pues los volátiles escapan a la atmósfera y el resto de hidrocarburos van siendo degradados por microorganismos que se alimentan de ellos, pasando de ahí al resto de la cadena trófica de los ecosistemas.

Yacimientos primarios y secundarios.

El yacimiento de petróleo puede ser primario, cuando se encuentra en la misma roca en la que se ha formado (yacimiento no convencional); o bien, ser un yacimiento secundario, cuando se formó en un sitio cercano o lejano a la roca madre y ha ido fluyendo hasta el lugar en el que yace ahora, movimiento con el que cambiaron algunas de sus propiedades (yacimiento convencional).

Yacimiento primario.

Lo normal en un yacimiento primario es encontrar la siguiente disposición: una capa superior de arcilla roca impermeable, por debajo de ella una capa de rocas impregnadas de aceite y/o gas natural (hidrocarburos gaseosos); por debajo se ubica una roca impregnada de petróleo (hidrocarburos líquidos o gas) y, por último, una capa inferior de rocas impregnadas de agua salada. Con esta colocación, la secuencia impermeable superior atrapa al petróleo en el mismo sitio donde se formó y no deja que escape, sólo puede separarse siguiendo un gradiente de densidad del agua salada que contenía (más densa) y del llamado gas natural (grupo de gases menos densos que el petróleo).

Desde el punto de vista económico, los yacimientos primarios son de modesta rentabilidad con explotación convencional, pues la cantidad acumulada de reserva petrolífera no fluye, además de que el petróleo no está muy concentrado, por lo que su extracción es lenta.

Yacimiento secundario.

En un yacimiento secundario, la **migración** continua de hidrocarburos hasta una trampa de hidrocarburos hace que se acumule en una cantidad y concentración lo suficientemente importantes como para hacer muy rentable la extracción.

Tipos de trampas.

- **Trampa estratigráfica:** cuando se produce un aumento de la permeabilidad de la roca almacén o bien un acuñamiento de ésta y están rodeadas de rocas sello. En ambos casos los hidrocarburos fluyen hacia la parte superior de la unidad estratigráfica.
- **Trampa estructural:** cuando la causa es tectónica. Puede ser una falla que ponga en contacto una roca impermeable con otra porosa, produciendo una estructura en donde se acumula el hidrocarburo, o más frecuentemente por un pliegue anticlinal, que forma un recipiente invertido en el que queda atrapado el hidrocarburo en lento movimiento hacia la superficie. También son trampas de tipo estructural las acumulaciones de petróleo que se pueden producir en un domo o en un diapiro salino.
- **Trampa mixta:** resultan de una combinación de trampa estratigráfica y trampa estructural.

5.1 ROCA GENERADORA.

Las grandes profundidades en las que yacen las rocas del Jurásico Superior en el depocentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, han impedido definir con claridad su potencial generador; aunque considerando su importancia regional en la planicie costera y en la plataforma continental del

Golfo de México, es probable que los hidrocarburos que se extraen del Mesozoico de la Cuenca Cenozoica de Veracruz tengan relación genética con dichas rocas.

Los análisis geoquímicos de pirólisis y biomarcadores (González y Holguin, 1992) practicados a los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, han permitido postular que los subsistemas generadores del Jurásico Superior y Paleoceno-Eoceno son los que introducen la carga de hidrocarburos a las trampas en las secuencias cenozoicas. Los gradientes geotérmicos están claramente relacionados a la litología y espesores de la columna sedimentaria, de tal manera que hacia el centro de la cuenca, donde predominan terrígenos del Cenozoico, los gradientes varían de 20 a 24°C/km, mientras que hacia la Plataforma de Córdoba, el desarrollo de carbonatos y evaporitas provoca gradientes de 16 a 20°C/km (González y Holguin, 1992).

El conocimiento geoquímico actual de esta cuenca nos permite saber con seguridad el origen de los aceites de los yacimientos del Cretácico y de los gases que se obtienen en los diferentes yacimientos en rocas del Cenozoico; las rocas que presentan mayor contenido orgánico se han detectado a nivel Jurásico Superior, Cretácico Superior (Turoniano) y Mioceno Inferior y Medio (González y Holguin, 1992).

Dentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz se han identificado cinco subsistemas generadores (Fuentes, 1999):

1. Jurásico Superior (Tithoniano).
2. Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano).
3. Cretácico Superior (Cenoniano-Turoniano).
4. Paleógeno (Paleoceno-Eoceno).
5. Neógeno (Mioceno-Plioceno).

5.1.1 Jurásico Superior.

El Jurásico Superior ha sido alcanzado por los pozos petroleros sólo en los extremos menos profundos de la Plataforma de Córdoba. Los estudios de pirólisis y ópticos (González y Holguin, 1992), presentan algunas muestras con concentraciones de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales (S₂) de 2% y 5 mg/g, respectivamente (Fig. 5.1); lo cual da una idea del potencial generador de estas rocas, cuyo kerógeno es predominantemente del tipo II, con fuertes aportes de material reciclado (IV) por la influencia de continentes cercanos.

De acuerdo a cálculos indirectos de evolución térmica, las rocas del Jurásico Superior habrían ingresado a la ventana de generación del petróleo durante el Paleoceno en la Plataforma de Córdoba y actualmente, se encontrarían al inicio de la metagénesis. Hacia el depocentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, se considera que las condiciones de evolución térmica han sido severas para la cima del Jurásico, por lo tanto se encuentra en la fase de metagénesis.

5.1.2 Cretácico Inferior.

Las rocas generadoras del Cretácico Inferior presentan facies carbonatadas evaporíticas y arcillo calcáreas, las cuales pertenecen al Aptiano-Albiano y Cenomaniano; estas cuentan con espesores

de 130 m aproximadamente, con características adecuadas para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos en la catagénesis. Los estudios geoquímicos realizados (González y Holguin, 1992) han permitido obtener los siguientes resultados de carbono orgánico de 1.14% y S_2 de 7.5-10.3 mg/g roca; concluyendo así que el potencial generador es muy bueno. El kerógeno que se encuentra en estos horizontes es de tipo II (Fig. 5.1).

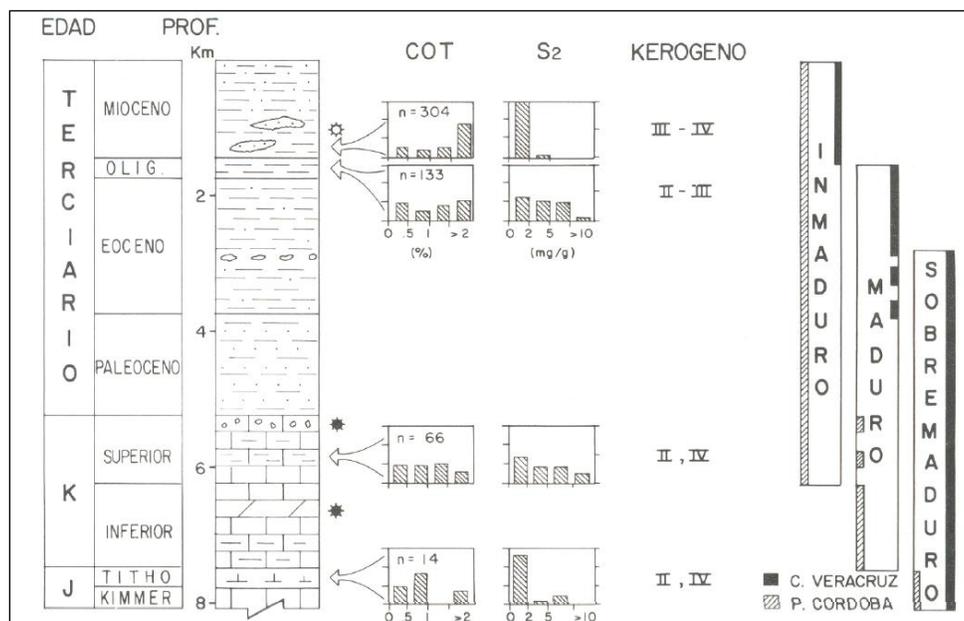


Fig. 5.1 Características estratigráficas y geoquímicas regionales de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Tomado de González y Holguin, 1992).

El Kerógeno tipo II proveniente de estas rocas generadoras originó aceite y una cantidad menor de gas seco, ya que con el análisis de espectrometría de masas y cromatografía de gases (González y Holguin, 1992), se pudo determinar la composición molecular e isotópica, demostrándose, que el aceite pertenece a la familia de aceites marinos carbonatada evaporítica. El subsistema generador del Cretácico Inferior se localiza en la parte norte de la Plataforma de Córdoba, así, de esta forma el aceite se encuentra distribuido en la Cuenca Cenozoica de Veracruz, además de la parte SW de Reforma-Tabasco y Chiapas.

5.1.3 Cretácico Superior.

González y Holguín en 1992, realizaron análisis a las calizas arcillosas oscuras de plataforma externa del Turoniano (Formación Maltrata), las cuales contienen una cantidad de carbono orgánico, la cual rebasa el 1% y más de la tercera parte generó más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca (S_2), lo que indica su buen potencial generador (Fig. 5.1). Sin Embargo, en casi toda la Plataforma de Córdoba, la Formación Maltrata se encuentra en la fase diagenética (inmadura), por lo que, es poco factible que haya contribuido de manera importante en la generación de los hidrocarburos que se extraen en las secuencias del Cretácico y del Cenozoico.

El Kerógeno, predominante en esta unidad, es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV. Hacia el oriente, los pozos no la han cortado, pero se considera sobremadura, por estar a grandes profundidades (González y Holguin, 1992).

5.1.4 Oligoceno.

Las rocas generadoras del Oligoceno están constituidas por lutitas marinas de color gris oscuro, intercaladas con areniscas; presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1%, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2% (González y Holguin, 1992, Fig. 5.1). Más de la tercera parte de las muestras que han sido pirolizadas superan los 5 mg/g de S₂, lo que da idea de su buen potencial generador. En la Plataforma de Córdoba, estas rocas se encuentran inmaduras, pero hacia el oriente, en la Cuenca Cenozoica de Veracruz, se encuentran en condiciones metagenéticas. La materia orgánica predominante es de los tipos II y III (González y Holguin, 1992).

5.1.5 Mioceno Inferior y Medio.

La información geoquímica del Mioceno indica que las formaciones La Laja, Depósito y Encanto, de dicha edad, contienen cantidades importantes de carbono orgánico, que promedian arriba del 5%, existiendo valores de hasta 12%. Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1, 200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno continental (III) e inerte (IV), indicando por pirolisis que produce cantidades poco significativas de hidrocarburos gaseosos (González y Holguin, 1992), (Fig. 5.1).

Las secuencias arcillosas del Mioceno Inferior y Medio presentan intercalaciones de areniscas que producen gas y condensados; cuyo origen no ha sido establecido. Existe la posibilidad de que estos hidrocarburos hayan sido generados *in situ* por las rocas encajonantes, dado su carácter generador de gas, pero no se descarta que provengan de rocas más antiguas y que por migración vertical se hayan alojado en las areniscas del Mioceno.

5.2 MIGRACIÓN.

Los trabajos de evolución cinemática, diagénesis y de inclusiones fluidas realizados hasta hoy (González-Roure, 2008), establecen una historia de reconstrucción del flujo de fluidos y de migración de hidrocarburos, así como la determinación del tiempo de generación de los mismos en cuencas sedimentarias, siendo para este caso la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Otras herramientas que se pueden considerar en el análisis de la migración de hidrocarburos en cuencas son los registros geofísicos de alta resolución y los modelos cinéticos de yacimientos petroleros (González-Roure, 2008). Gracias a estos análisis se ha podido obtener que de las rocas generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior y del Cretácico Inferior generaron hidrocarburos que migraron hasta alcanzar a las areniscas del Mioceno Inferior, este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas, discordancias y fracturas (Fig. 5.2). Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico Temprano, la migración se dio durante el Mioceno al Reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno.

Dentro de los estudios realizados se ha encontrado que existen tres escenarios de migración (González-Roure, 2008):

1) Prelaramídico, con desarrollo de grandes plataformas de rocas carbonatadas donde se llevó a cabo una circulación local de paleofluidos y un posterior desarrollo de karst y estilolitas BPS (Bed Parallel Stylolites).

2) Escenario Laramídico, cuyo cinturón de pliegues cabalgantes produce una sobrecarga litostática, que da lugar a los primeros pulsos de migración de hidrocarburos en el límite oriental de la Plataforma de Córdoba con dirección al Este. Evidencia de este evento es el desarrollo de estilolitas de acortamiento que funcionan como rutas de migración. A fines del Eoceno Medio se da la principal migración en el Frente Tectónico Sepultado y hacia el oriente se desarrolla una cuenca de foreland. La formación del sistema montañoso en el occidente (Sierra de Zongolica) generó un continuo depósito de sedimentos hacia el oriente, en una cuenca en constante subsidencia.

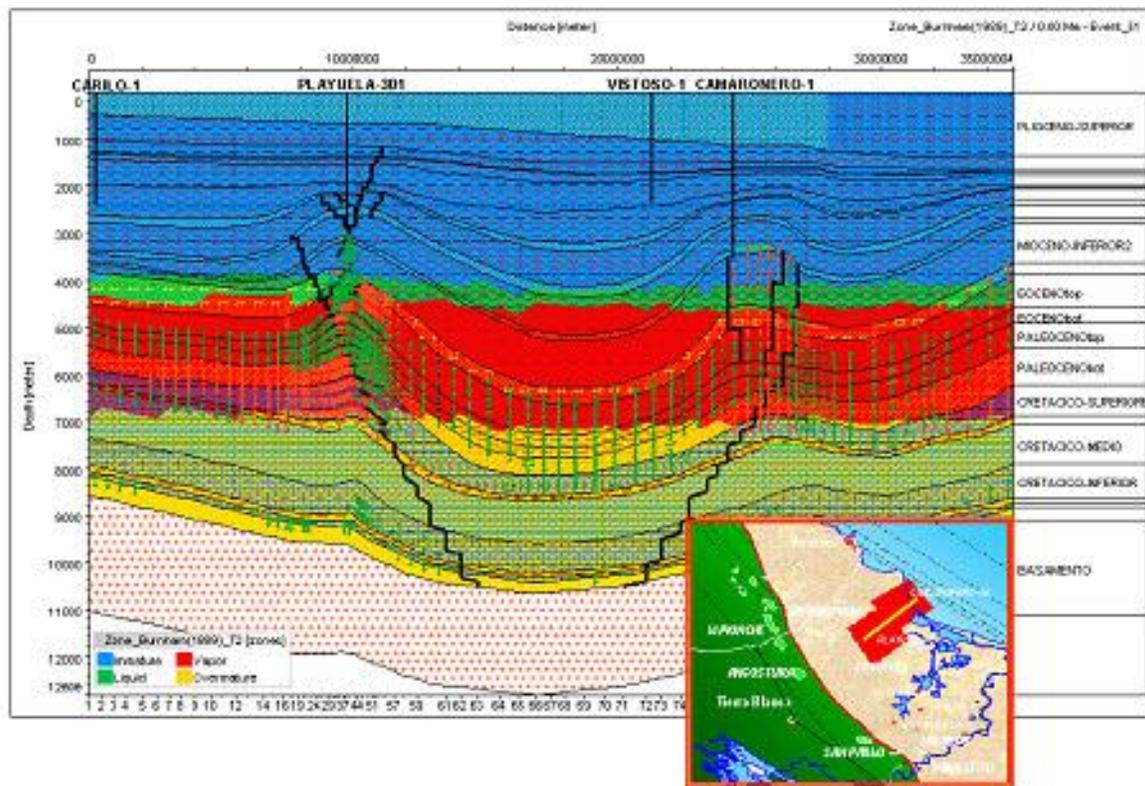


Fig.5.2 Esquema que muestra la migración de hidrocarburos para los yacimientos Playuela-301 y Camaronero-1 de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Vázquez, 2004).

Para el Eoceno Tardío (33Ma), comenzaron las primeras manifestaciones de migración en la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Las trayectorias de migración se hicieron en sentido vertical, cambiando posteriormente al oeste a causa de la subsidencia y de la carga litostática.

3) El tercer escenario está asociado a la deformación durante el Mioceno Medio y Tardío (Chiapaneca), que reconfiguró la Cuenca Cenozoica de Veracruz, al formar altos y depresiones intracuenca. En esta etapa es donde se acentúan las trayectorias de migración hacia el frente

tectónico, este evento es también identificado por la presencia de inclusiones fluidas de hidrocarburos líquidos y gaseosos (González-Roure, 2008).

El Mioceno Superior y Plioceno, representan las etapas de colmatación de la cuenta y las trayectorias de migración se continúan hacia el frente tectónico en la porción occidental de la misma y en sentido vertical en el resto de ella. Las trayectorias de migración muestran que en la cuenca la migración de hidrocarburos actualmente alcanza niveles estratigráficos del Eoceno (González-Roure, 2008).

5.3 ROCA ALMACENADORA Y ROCA SELLO.

Las rocas almacenadoras de la Cuenca Cenozoica de Veracruz y la Plataforma de Córdoba han demostrado compartir semejanza geológica con los de la Cuenca Salina del Istmo; esto se dedujo porque se han llevado a cabo estudios (PEMEX, 2002) y se han detallado mapas con el propósito de definir y ubicar los plays, los cuales se realizan no solo para las secuencias del Neógeno, sino también para escenarios más antiguos; aunque, los que han sido de mayor interés e importancia y que han incorporado reservas resultan ser los pertenecientes al Mioceno. De tal manera los estudios han sido realizados por PEMEX y otros autores que enfocan los análisis a los plays que han sido cargados por los subsistemas generadores (Tabla 5.1).

PLAY	TIPO	EDAD
Orizaba	Hipotético	Albiano-Cenomaniano
Cretácico Fracturas	Hipotético	Cretácico
Flujos de clastos de Talud y Pie de Talud	Probado	Eoceno
Oligoceno	Probado	Oligoceno
Abanicos y Canales de Pie de Talud	Probado	Mioceno Inferior
Abanico de Piso de Cuenca	Probado	Mioceno Inferior

Tabla 5.1 Plays definidos en la Cuenca Cenozoica de Veracruz (PEMEX, 2004).

- **Play Orizaba del Cretácico (Albiano-Cenomaniano).**

La Roca almacenadora está constituida de un cuerpo de carbonatos de baja transmisibilidad y poco fracturamiento; sin embargo en la matriz existen microfracturas lo que hace posible que el sistema tenga buena conductividad.

La roca sello de este Play, está constituida de rocas arcillosas del Turoniano y/o lutitas del Paleógeno.

- **Brechas del Cretácico Superior.**

Este play está formado por rocas carbonatadas y calcáreo-arcillosas, con un alto grado de fracturamiento, conteniendo principalmente hidrocarburos gaseosos generados en el Jurásico Superior.

La roca sello de este play se caracteriza por ser una roca calcáreo-arcillosa perteneciente al Cretácico Superior y/o por depósitos terrígenos de grano fino pertenecientes al Cenozoico.

- **Plays del Cenozoico.**

A) Secuencias arenosas del Eoceno Medio,

B) Secuencias arenosas fracturadas del Mioceno

C) Secuencias arenosas del Plioceno Inferior

Se tratan de desarrollos de secuencias de areniscas y conglomerados, depositados en facies de canal y abanicos submarinos; también se tienen depósitos de corrientes de turbidez y cuerpos arenosos formados en el talud, también por corrientes de turbidez.

La roca sello son lutitas del Cenozoico.

5.4 ENTRAMPAMIENTO.

En la Cuenca Cenozoica de Veracruz se encuentran diferentes tipos de trampas, las cuales son originadas por estructuras diversas y estratigrafía variada (Fig. 5.3 y Tabla 5.2). Dentro de las trampas principales determinadas e identificadas, se encuentran las trampas estratigráficas, las trampas estructurales y las trampas que corresponden a una combinación entre estas dos.

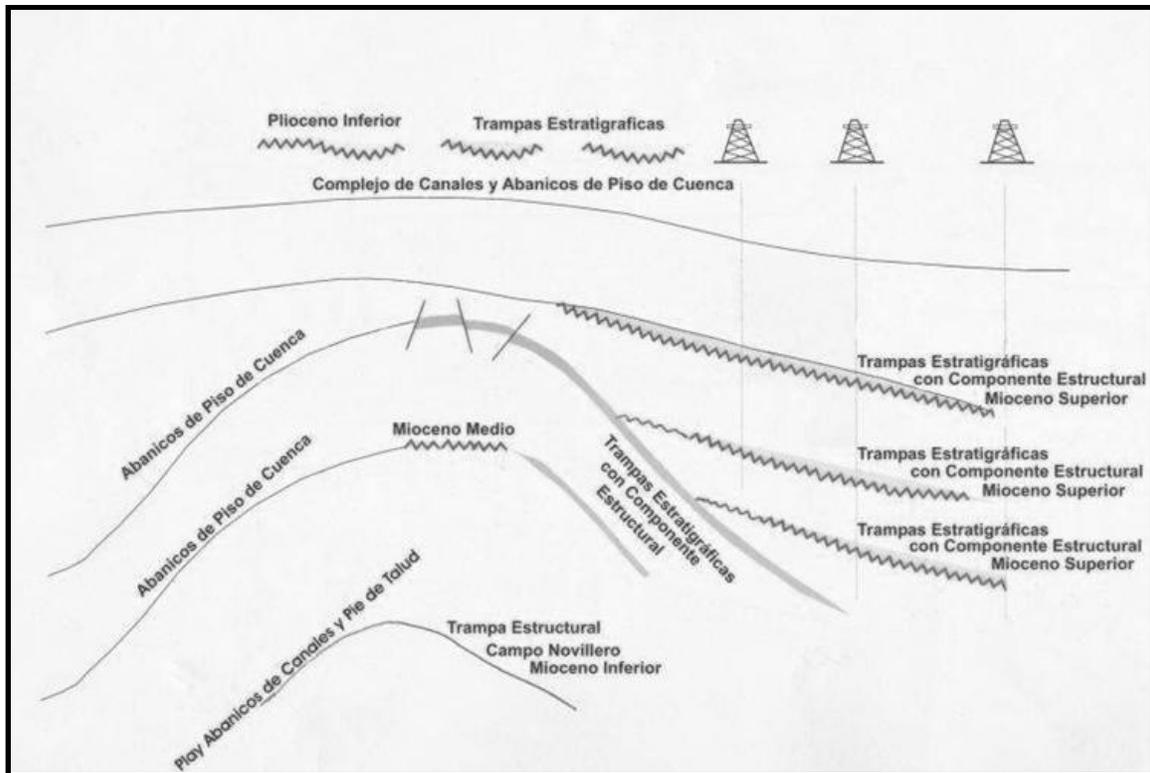


Fig. 5.3 Esquema que muestra los diferentes tipos de trampas y sus respectivos cierres de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (PEMEX, 2003).

Existe una evidente presencia de componentes estructurales, como de componentes estratigráficas en forma de cuña; como lo es el caso de las trampas en secuencias del Mioceno Superior. Un ejemplo del tipo de trampas lo encontramos en el Pozo de Mocarroca-1, que de acuerdo con la configuración estructural del Mioceno Inferior es combinada y su estructura presenta una orientación general Noroeste a Sureste. La componente estratigráfica se interpretó como un abanico de pie de talud en facies de canales y diques, definidos en 3 zonas: abanico interno, abanico medio y abanico externo, pertenecientes a una secuencia turbidítica. La componente estructural está representada por un anticlinal donde el pozo Mocarroca-1 fue perforado en su flanco oriental (Fig. 5.4). El anticlinal está limitado por dos fallas inversas al Oriente y Poniente. Posterior al cabalgamiento, la estructura sufrió fallamiento normal.

NOMBRE	EDAD	TIPO DE TRAMPA	CAMPOS
Abanicos de Canal y Piso de Talud	Mioceno Inferior	Estructural	Novillero

Abanicos de Piso de Cuenca	Mioceno Medio	Estratigráfica con componente Estructural	Cocuite, Lizamba, Apertura-Madera
Abanicos de Piso de Cuenca	Mioceno Superior	Estratigráfica con componente Estructural	Cocuite, Lizamba, Vistoso, Playuela, Apertura Papan.
Complejo de Canales y Abanicos de Piso de Cuenca	Plioceno Inferior	Estratigráfica	Cocuite, Lizamba

Tabla 5.2 Tipos de trampas definidos e identificados en la Cuenca Cenozoica de Veracruz (PEMEX, 2003).

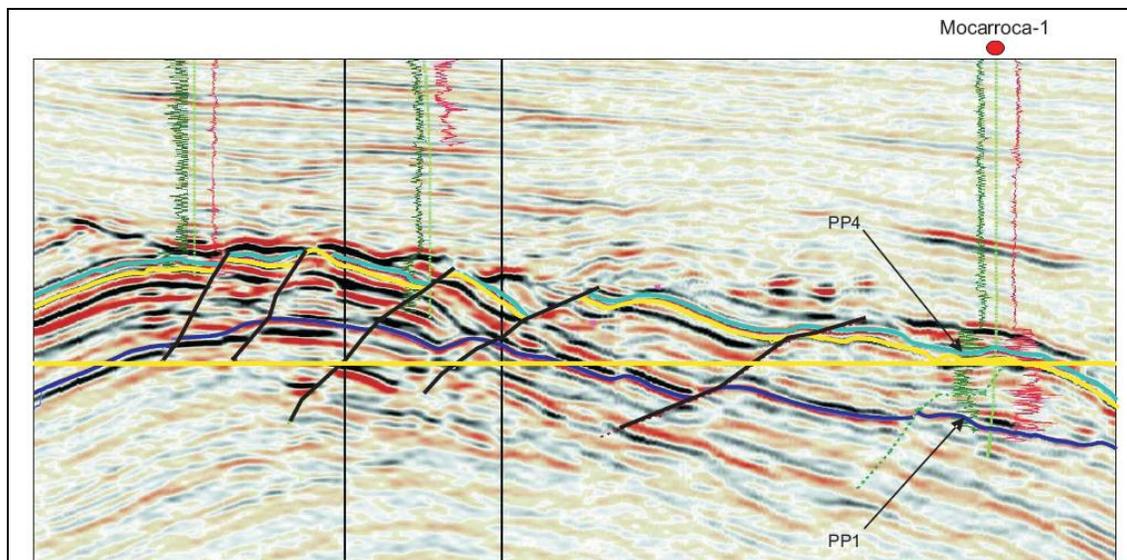


Fig. 5.4 Sección sísmica de las estructuras del yacimiento Mocarroca-1, donde se muestra la posición de los horizontes productores del Eoceno (PP1 y PP4) (PEMEX, 2006).

Otro ejemplo de trampa es el que se tiene en el pozo Fresnel-1; esta se trata de una trampa de tipo combinada cuya principal componente es la estratigráfica. El yacimiento se distribuye a lo largo del flanco de una estructura anticlinal de tipo abierto, la cual presenta acuñaamiento echado arriba. En el eje transversal se notan cambios laterales de amplitud, que pudieran indicar variaciones de facies hacia la parte estructurada ó una disminución del espesor del cuerpo debido a la presencia del acuñaamiento (Fig. 5.5).

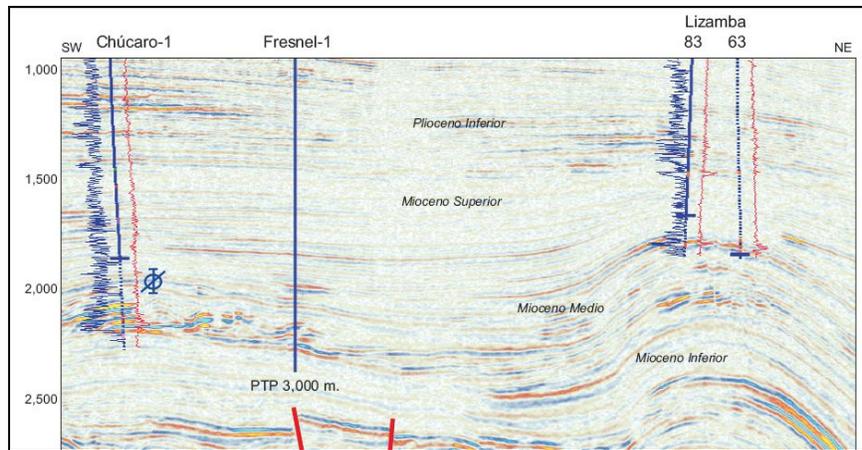


Fig. 5.5 Sección sísmica de correlación que ilustra la relación estructural del pozo Chúcaro-1 con el yacimiento Fresnel y el campo Lizamba (PEMEX, 2006).

5.5 SINCRONÍA.

Gracias al modelado geológico y a la información obtenida de pozos perforados (Fig. 5.6), en la Cuenca Cenozoica de Veracruz, es posible correlacionar información y establecer modelos cinéticos, con esto es posible determinar en tiempo y espacio la historia geológica de las secuencias sedimentarias, así como también los tiempos de generación y expulsión de los hidrocarburos; para poder determinar la sincronía que existe en el Sistema Petrolero.

Hacia el área de Playuela-Cocuile y sus alrededores, la exploración y producción de gas es en varios casos en nuevos descubrimientos, estos son buenos resultados recientes; con la información obtenida ha sido posible determinar las áreas de generación de hidrocarburos gaseosos dentro de la Cuenca.

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado, en el Mioceno todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano; todo esto combinado con las fallas, fracturas y discordancia que afectan al Mioceno que permite la migración de hidrocarburos en el área de Playuela-Cocuile.

Para las diferentes familias de gases en la Cuenca Cenozoica de Veracruz (seco no asociado de baja y alta madurez, asociado a condensados y asociado a aceite), los estudios geoquímicos revelan que eventos ocurridos posterior a la migración, tales como segregación y difusión afectaron a los gases provocando que yacimientos de gas seco se encuentran en la parte más somera y el grado de humedad de éstos, aumenta con la profundidad. Por otra parte, se interpreta que existió un buen entrapamiento, por lo que, se incrementan las expectativas de encontrar nuevos yacimientos a mayor profundidad.

Los modelos regionales en 1D, 2D y 3D han permitido interpretar la sincronía con los eventos que ocurrieron en tiempo y espacio del sistema petrolero de la Cuenca Cenozoica de Veracruz. De igual forma en la Fig. 5.6 se muestra el modelado geoquímico que se ha obtenido a partir de los

estudios en 1D, 2D y 3D, para obtener la calidad de los hidrocarburos presentes en la cuenca, así como calidad y tipo de los mismos (Vázquez-Covarrubias, 2003).

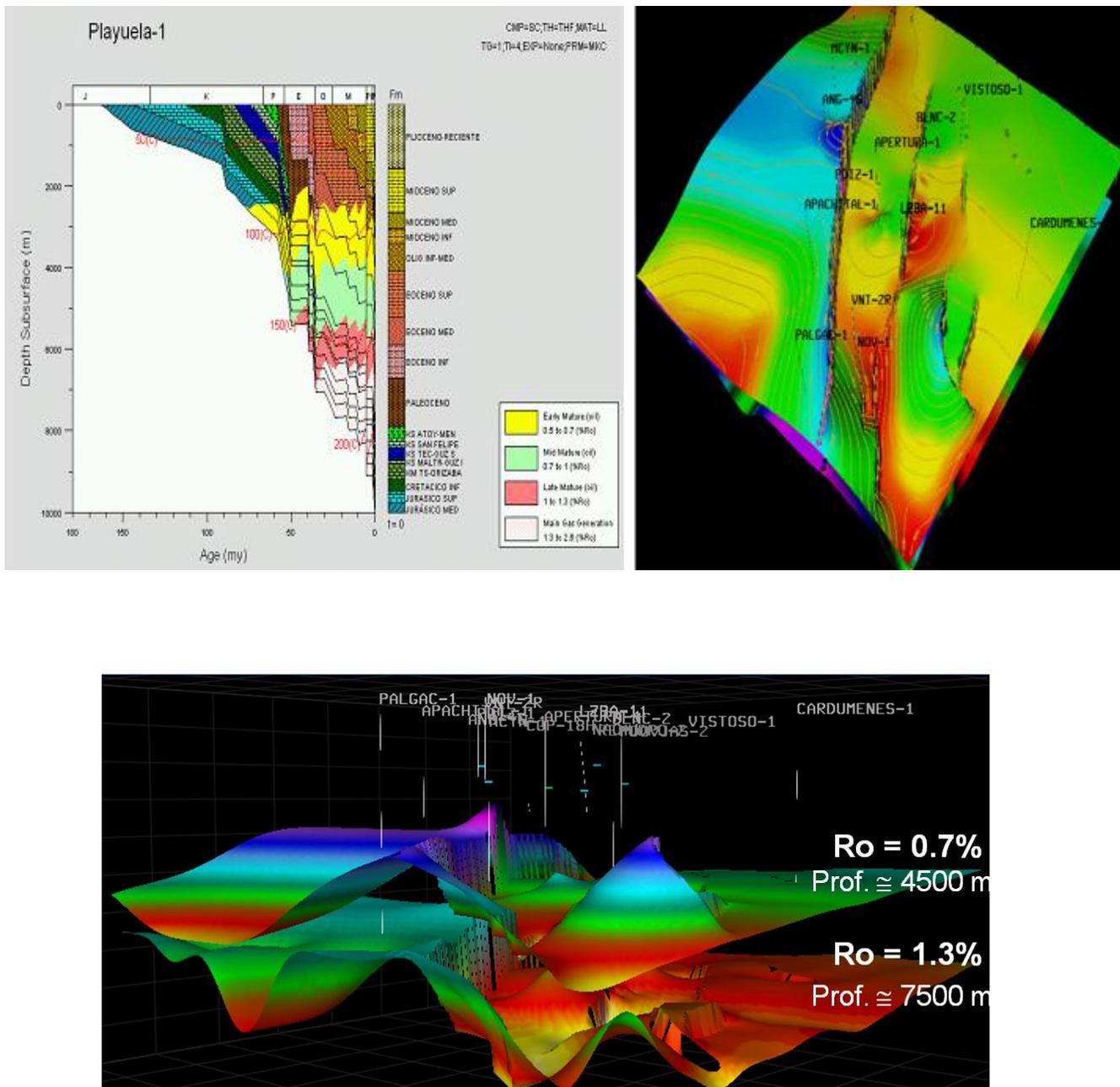


Fig. 5.6 Columna geológica cortada en el Pozo Playuela 1 modelada en 1D y distribución de las cocinas de generación en planta, así como un modelado en 3D de la zona norte de la cuenca (Tomada de Vázquez-Covarrubias, 2003).