

etc., los cuales controlan las facies sedimentarias o dan como resultado cuerpos característicos en litofacies, geometría, secuencias verticales de tamaño de grano, estructuras primarias sedimentarias, textura, etc., por lo que si se conoce el ambiente de depósito de un intervalo litoestratigráfico se podrá establecer el patrón de distribución de las facies (Villamar V.M., 1983).

Las características sedimentarias se pueden dividir principalmente en inorgánicas y orgánicas, siendo las primeras las de mayor interés en la explotación de los yacimientos petrolíferos. Estas son producidas como un resultado de la interacción de la gravedad, las características físicas y químicas de los sedimentos y de los fluidos así como del medio hidráulico. La estratificación es quizá el rasgo más importante de una roca sedimentaria. Un plano de estratificación representa esencialmente un plano de no-depósito, un cambio repentino en las condiciones de depósito o una superficie de erosión. Generalmente un plano de estratificación constituye la superficie para el depósito de las capas subsecuentes, lo cual es típico en los ambientes de delta de la subcuenca de Fuentes Río Escondido. La superficie de estratificación no tiene espesor, pero tiene extensión areal, equivalente a las capas que ella limita. La geometría de una capa depende de la relación entre la superficie sobre la que se depositó la capa y el plano de la superficie de la propia capa. Los tipos más importantes de las estructuras primarias a la estratificación son: estratificación cruzada, rizaduras, de relleno de canal, rizaduras con ondulaciones, lenticular, ondulada, graduada, etc., presentes en el área de estudio (Fig. 4.5).

1. b) Estratigráficas. Se refiere a la litología de la columna geológica. Con información obtenida de la perforación de pozos en áreas vecinas o bien de estudios geológicos de superficie, es conveniente determinar el o los tipos litológicos probables que integran la columna geológica de un área en particular (Villamar V.M., 1983). Lógicamente una vez perforado el primer pozo se tendrán los medios suficientes, para conocer la columna litológica, es decir, si son rocas terrígenas (arenas, lutitas, etc.) o si son rocas carbonatadas (calizas, dolomía, etc.). En la relación estratigráfica de las facies es conveniente, por muchos motivos definir, para la Formación que comprende la roca almacenadora, ciertas características estratigráficas, tales como: presencia de ciclos, estructuras, secuencias sedimentarias, naturaleza de los contactos entre las diferentes litologías, relación lateral de facies, continuidad de cuerpos almacenadores, etc. En un ambiente marino la posición del nivel del mar, ya sea transgresivo, estático o regresivo, origina que las capas de sedimentos, cuando son detríticos presenten secuencias verticales del tamaño del grano (textura) disminuyendo o aumentando hacia arriba, según sea el caso, o bien conservando su tamaño en todo el intervalo depositado (Fig. 4.6).

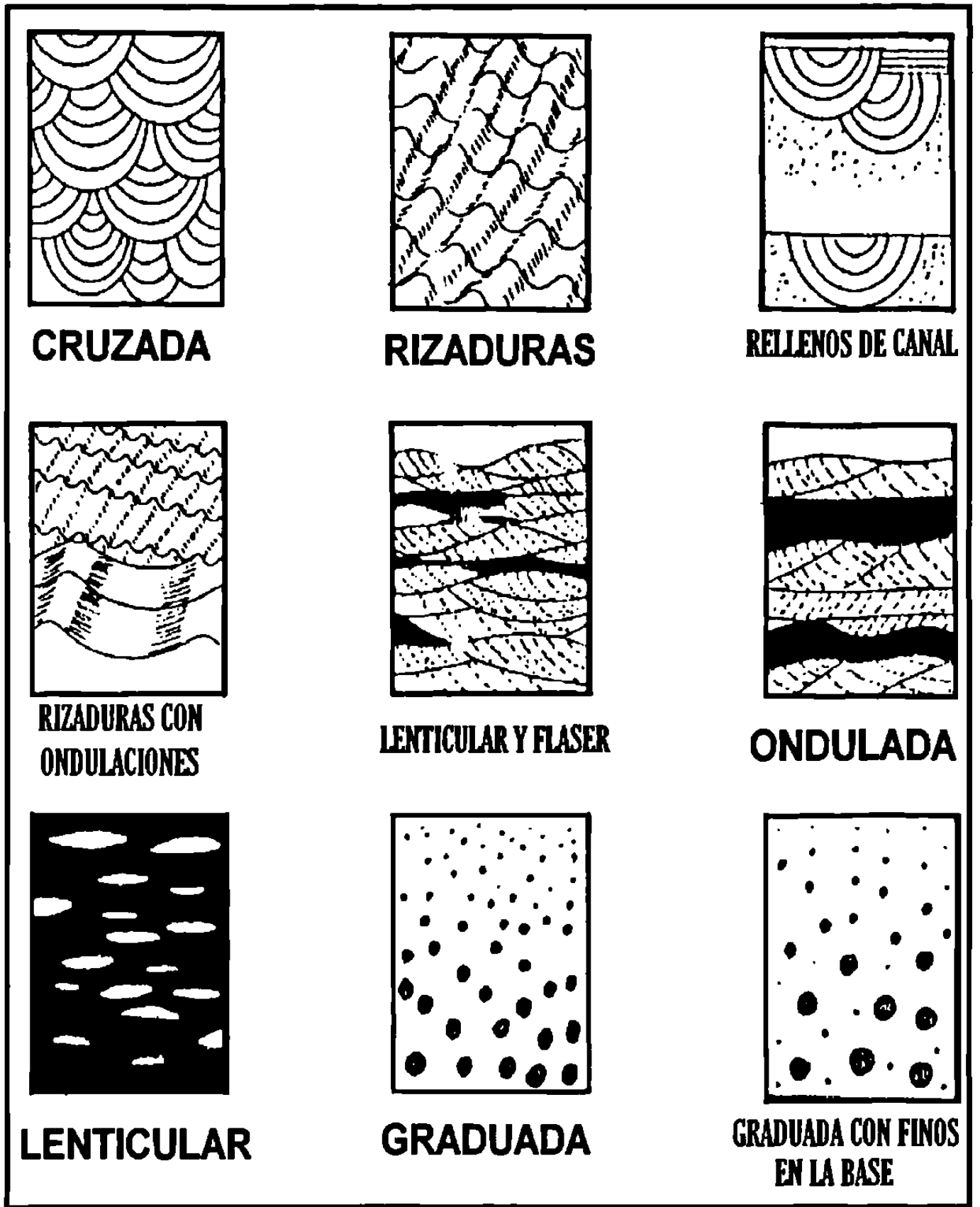


Fig. 4.5 Formas esquemáticas de tipos de estructuras sedimentarias (Modificado de Villamar V.M., 1983)

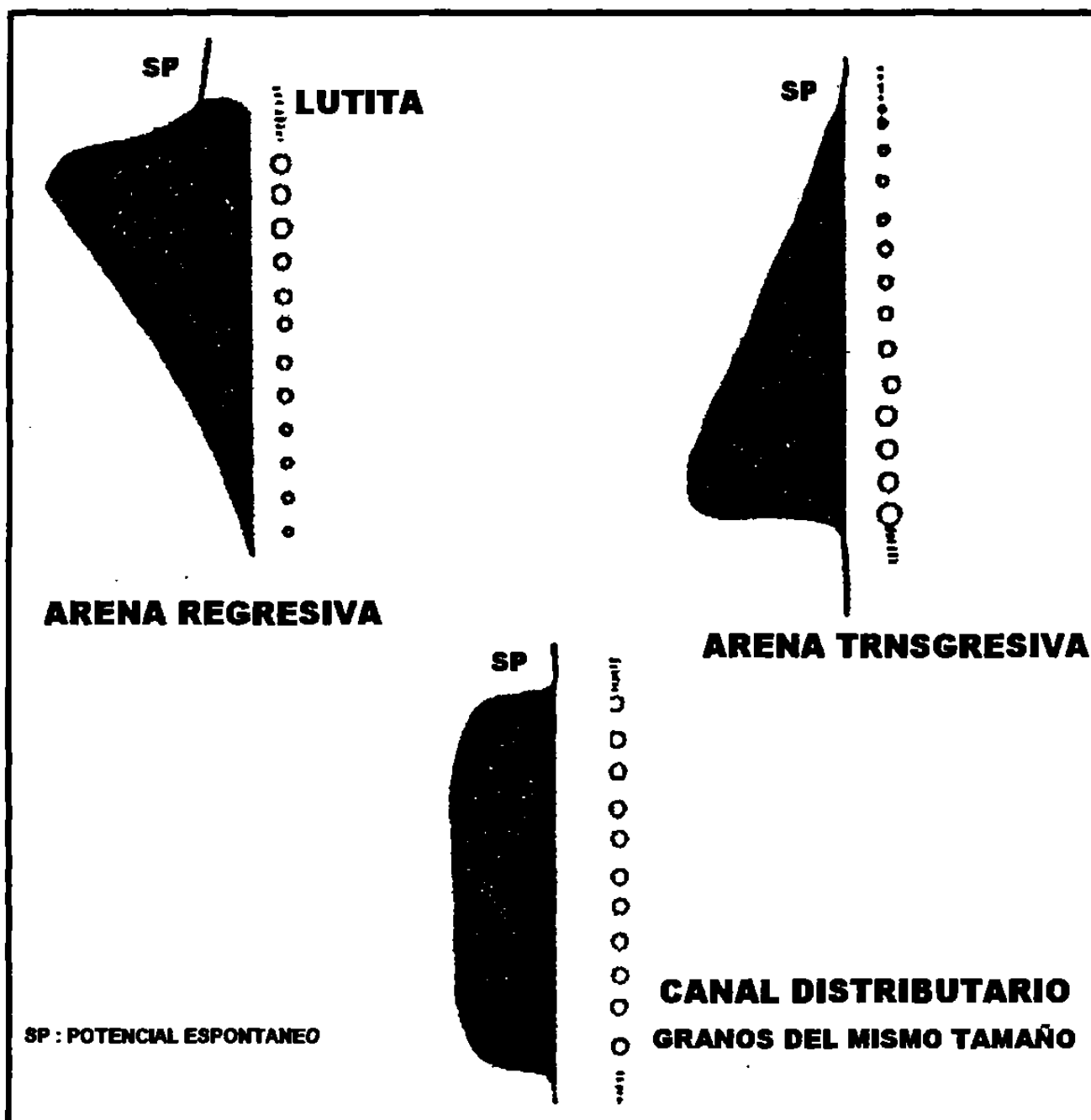
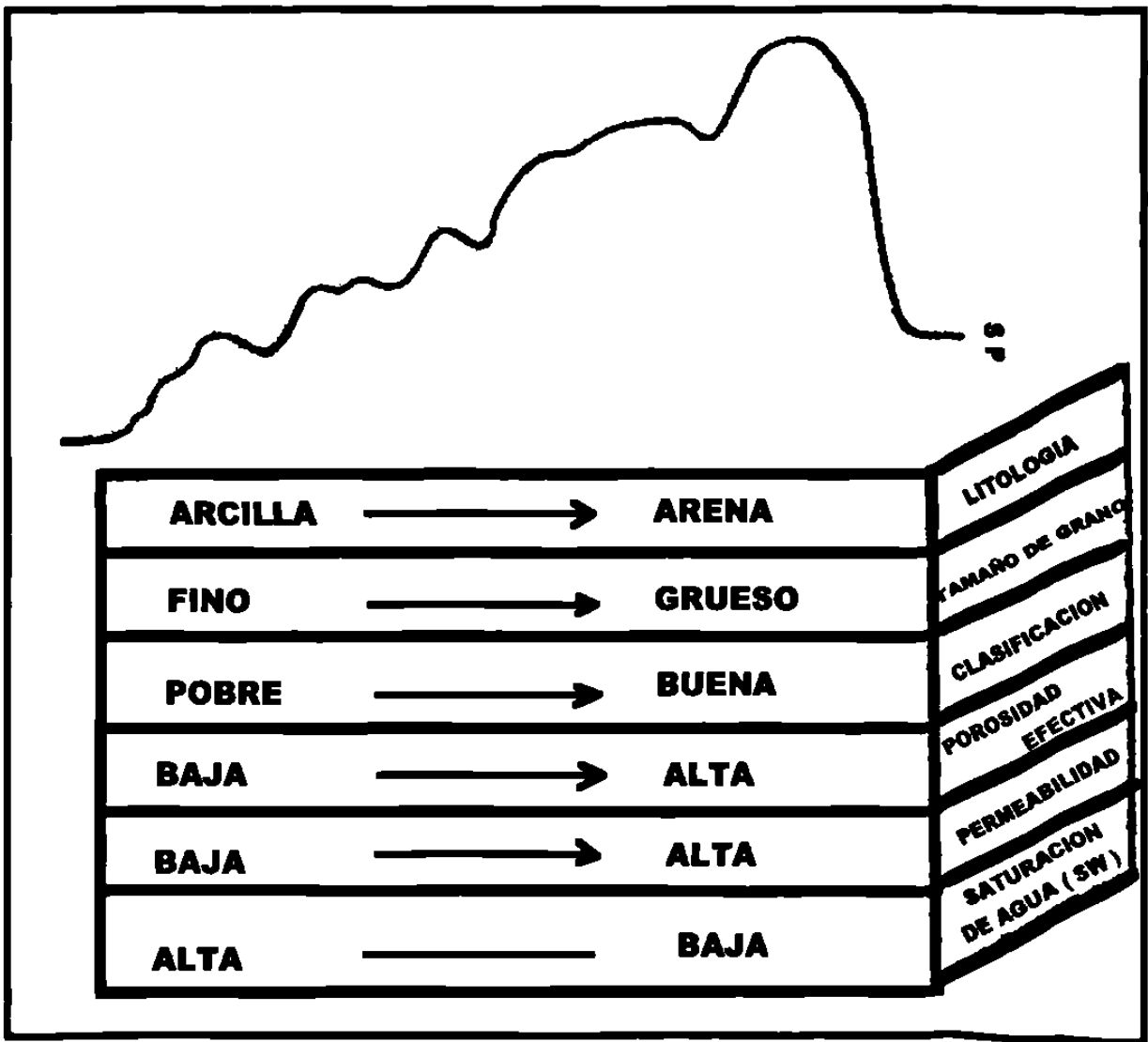


Fig. 4.6 Influencia de la posición del nivel del mar en el tamaño de los granos de un cuerpo arenoso (Villamar V.M., 1983)

En la figura 4.7 se presenta la secuencia vertical de algunas propiedades y características para un cuerpo de arena depositado en condiciones regresivas y este criterio se aplica al interpretar los registros geofísicos de pozos de la subcuenca de Fuentes Río Escondido.



SP: Potencial espontaneo

Fig. 4.7 Variación de algunas características en un perfil regresivo (Villamar V.M., 1983)

Procesos diagenéticos: Los procesos diagenéticos afectan la porosidad de los sedimentos ya que generalmente ellos alteran el tamaño y la forma de sus granos. El tamaño de los granos puede ser alterado por cementación, recristalización, solución y por la introducción de minerales autigénicos. La forma puede ser alterada por solución, recristalización, reemplazo y autogénesis. Los procesos diagenéticos de una roca empiezan poco después de su depósito y consisten de una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación. Se describen en forma breve seis de los procesos más importantes (Belousov V.V., 1979).

1. Compactación: Es una reducción en el volumen que ocupan los sedimentos y se expresan como un porcentaje del volumen del cuerpo original. La causa principal es el aumento de la sobrecarga ejercida por los sedimentos depositados posteriormente con la consecuente expulsión de fluidos y reducción de espacios en poros.

2. Cementación: Se da debido a la precipitación de sales minerales en los intersticios de los sedimentos, es uno de los cambios diagenéticos más comunes. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado por solución. La cementación puede ocurrir en forma simultánea o posterior al depósito.

3. Recristalización: Es un término general aplicado a cambios de textura cristalina, causado por un crecimiento de cristales pequeños dentro de un agregado de cristales más grandes. Durante la recristalización, los granos más pequeños tienden a desaparecer, aumentando en tamaño las partículas más grandes.

4. Remplazamiento: Es un proceso mediante el cual un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro tomando su lugar. Los resultados diagenéticos que incluye remplazamiento son principalmente silicificación, dolomitización, fosfatización y piritización.

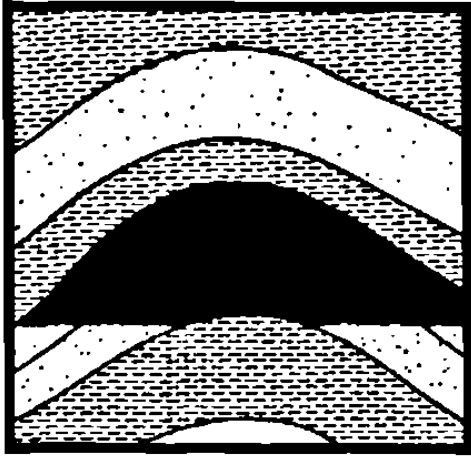
5. Solución diferencial: La solución es quizás el proceso más común de la diagénesis, esta presente en la cementación, recristalización y reemplazo.

6. Autigénesis: Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de constituyentes originales.

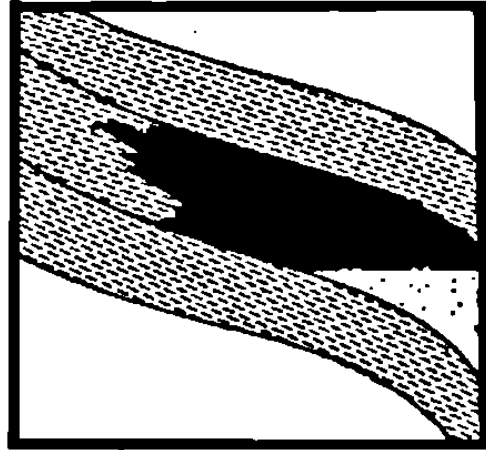
1. c) Estructurales. Para lograr una buena interpretación geológica estructural local, es necesario conocer a nivel regional la tectónica del área. Los aspectos estructurales más importantes de la estructura productora incluyen: definir el tipo de estructura almacenadora, su origen, la época de formación, su geometría, y la relación con otras estructuras existentes en el área. Esta información se obtiene, construyendo e interpretando secciones transversales estructurales de correlación geológica en el área de estudio. Las estructuras más importantes que se deben identificar son fracturas, fallas geológicas y bloques estructurales (Modificado de Villamar V.M., 1983).

2. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS LOCALES

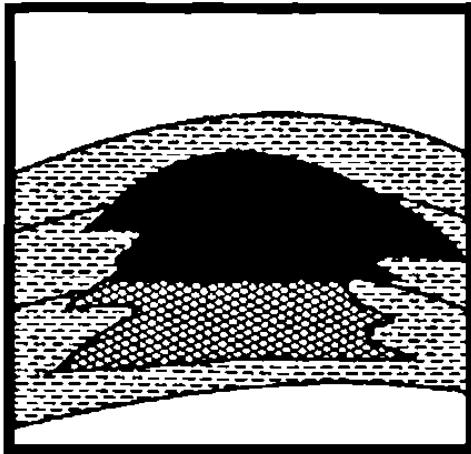
2. a) Tipo de trampa almacenadora. La acumulación de hidrocarburos en el subsuelo es controlada por una trampa geológica constituida por una roca almacenadora, sellos laterales y un sello superior que la cubre total o parcialmente, que puede ser una capa impermeable de roca (Villamar V.M., 1983). Las trampas almacenadoras de hidrocarburos pueden ser del tipo estructural, del tipo estratigráfico o bien puede estar formada por una combinación de ambos tipos (Fig. 4.8). En la subcuenca de Fuentes Río Escondido, el tipo de trampa que sirve de reservorio a los hidrocarburos de la Formación San Miguel son del tipo estratigráfico debido al medio ambiente de depósito de facie deltáica.



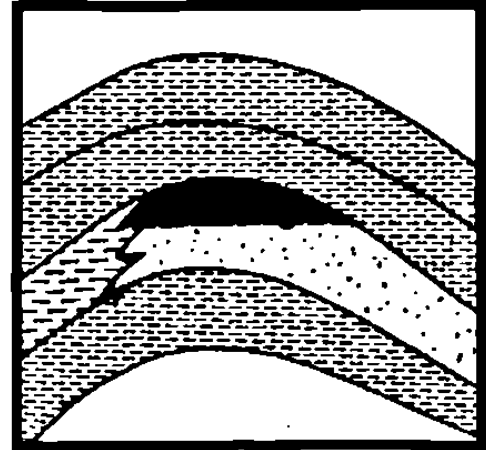
ANTICLINAL



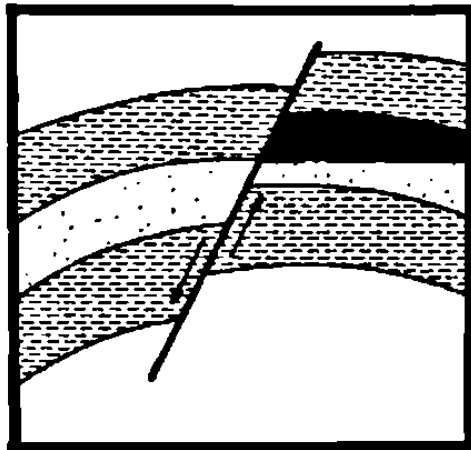
VARIACIONES DE Ø Y K



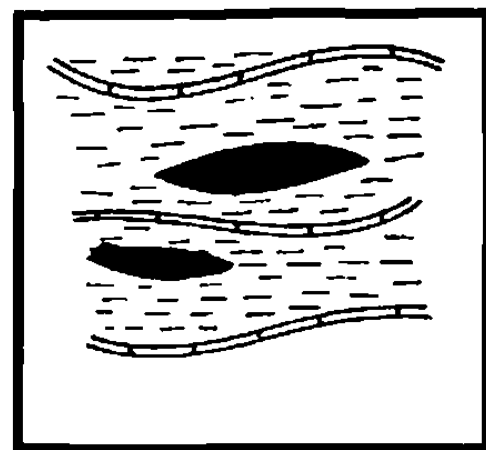
CUERPO ARRECIFAL



COMBINACION PLIEGUE Y VARIACION DE Ø Y K



COMBINACION PLIEGUE Y FALLA



LENTES DE ARENAS

Ø: Porosidad

K: Permeabilidad

Fig. 4.8 Trampas geológicas estructurales, estratigráficas y combinadas (Villamar V.M., 1983)

2. b) Litología y zonificación. Los tipos más comunes de rocas almacenadoras son las carbonatadas (calizas y dolomías) y sílicas (arenas y areniscas). Cada tipo en particular presenta características propias que origina que la perforación, terminación, desarrollo y proyecto de recuperación primaria y secundaria de los hidrocarburos sea seleccionada de acuerdo a los tipos litológicos mineralógicos propios de la roca almacenadora. La información litológica directa o indirecta es obtenida a nivel de pozo, pudiendo con esto definir la distribución de los diferentes tipos litológicos de la columna perforada (Modificado de Villamar V.M., 1983).

Es recomendable definir el ambiente de depósito y conocer el patrón de distribución de facies. Sin embargo, esto requiere de información suficiente de muestras litológicas, por lo que con base en datos obtenidos de registros geofísicos de pozos y de descripciones litológicas, se realiza la zonificación a nivel de pozo, de algunos parámetros característicos (litológicos, tipo de porosidad, texturas, radioactividad, etc.). Posteriormente esta zona se correlaciona entre pozos y se establece su probable continuidad.

2. c) Tipo de límites. Para evaluar y desarrollar un yacimiento es necesario definir sus límites (superior, lateral e inferior). La precisión requerida para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos y la exactitud que requiere la ingeniería de yacimientos en general, hacen necesario que se defina el tipo de límite, ya que cada uno en particular presenta condiciones de frontera diferentes (Villamar V.M., 1983). Los tipos de límites más comunes son: planos de fallas geológicas, pérdida de permeabilidad de la capa de roca almacenadora (por cambio de facies o acuñaamiento) y el contacto agua - hidrocarburos (ver Fig. 4.8).

El límite más común encontrado en el área de estudio, es debido a la pérdida de permeabilidad de la arenisca San Miguel por el cambio de facies que experimenta el medio ambiente en que se depositó.

2. d) Geometría. La geometría de un yacimiento es un parámetro que se requiere definir. Estará dada por el arreglo de los límites marginales a la profundidad de la cima del yacimiento. La representación puede lograrse mostrando en planta la posición de los límites y la configuración de su cima. Existen actividades dentro de la explotación de un campo que requiere conocer la geometría del yacimiento en secciones transversales, mostrando algunas propiedades y características del yacimiento en dos y hasta tres dimensiones (bloques isométricos) (Modificado de Villamar V.M., 1983).

2. e) Profundidad, relieve estructural y buzamiento. Es importante incluir este tipo de información que es de interés principalmente para la selección del método apropiado de recuperación secundaria. Esta información se obtiene de la interpretación estructural del campo. Dependiendo del tipo de estructura y roca almacenadora se tendrá un campo con uno o varios yacimientos. Para cada uno de ellos se determina la profundidad media. De la diferencia entre las curvas de valores mínimo y máximo de profundidad se obtiene el valor del relieve estructural y el ángulo del echado, que es el ángulo que se localiza entre la línea de máxima pendiente con la horizontal. El valor del ángulo del echado adquiere una mayor importancia en la estructura geológica con fallas formadas por bloques estructurales que generalmente buzando en diferentes direcciones (Villamar V.M., 1983).

2. f) Heterogeneidad de la roca. La heterogeneidad petrofísica en las rocas almacenadoras, es uno de los factores principales que afectan la eficiencia de recuperación del aceite de un yacimiento. De acuerdo con el origen de estas heterogeneidades puede considerarse que la distribución no es errática, por el contrario debe estar controlado por el cambio de facies, continuidad lateral o variación de la estratificación y tendencias texturales y estructurales. Las rocas carbonatadas son generalmente más heterogéneas que las arenas y areniscas, debido a la mayor complejidad y variabilidad en los ambientes de depósito, así como a la mayor susceptibilidad a las alteraciones diagenéticas (Villamar V.M., 1983).

Existen algunos procedimientos indirectos (estadísticos, de análisis de pulsos, presión transitoria, observación directa de afloramientos), que intentan determinarla. Sin embargo, el mejor método es el de conocer el ambiente de depósito y el patrón de distribución de facies, combinando con mediciones en el lugar a través de una prueba piloto (Hinojosa G.A. 1991).

2. g) Distribución original de fluidos. (incluyendo determinación del contacto agua – hidrocarburos). La evaluación correcta de una Formación productora, requiere de la definición precisa de la distribución original de fluidos que puede lograrse por procedimientos directos haciendo mediciones especiales a las rocas almacenadoras atravesadas por el pozo o en forma indirecta con la interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos (Villamar V.M., 1983).

Si se considera que los espacios porosos en la Formación están llenos de fluidos (hidrocarburos y agua), una de las técnicas más utilizadas, principalmente para una interpretación cualitativa, es la que emplea la respuesta del sistema roca - fluido al paso de la corriente eléctrica (resistividad). Estos valores de resistividad

describen la distribución vertical de los distintos fluidos que saturan a la roca almacenadora. Habiendo definido la distribución de fluidos y los valores límite de saturación, en la interpretación cualitativa, se definen las zonas de hidrocarburos - agua y de agua y los contactos entre dichas zonas. Los porcentajes de saturación de fluidos calculados, adquieren importancia de acuerdo a la etapa de explotación de un campo. Por ejemplo, para la terminación de un pozo perforado en arenas se puede seleccionar el o los intervalos hasta en forma cualitativa. Sin embargo, para evaluar el yacimiento se requiere mayor precisión en la determinación de estos valores de saturación (Hinojosa G.A. 1991).

ETAPAS DE EXPLOTACION

Las principales etapas de explotación en las que se considera necesario contar con el apoyo de la geología son las siguientes.

1. Perforación y desarrollo de campos
2. Evaluación de yacimientos
3. Recuperación de hidrocarburos
4. Simulación numérica de yacimientos

Estas etapas deben de llevarse a cabo de manera más intensa en la subcuenca de Fuentes Río Escondido para explotar eficientemente el campo, ya que con la información que existe de los pozos exploratorios en la zona, es difícil hacer un análisis preciso del potencial petrolero en esta área.

1. Perforación y desarrollo de campos

La perforación de un pozo petrolero requiere del conocimiento de los tipos litológicos que integran la columna geológica a perforar y las profundidades probables de sus contactos, con el propósito de seleccionar adecuadamente, entre otras cosas, el tipo de barrenas, el lodo de perforación, los registros geofísicos adecuados para la correcta evaluación de la Formación almacenadora, las profundidades a las que debe anclarse las tuberías de revestimiento, etc.

Desarrollar un campo consiste en perforar, de acuerdo a su geometría y extensión, el número de pozos necesario para su correcta explotación. Con la información de un solo pozo se permite determinar la distribución de los fluidos que saturan a la roca almacenadora y con apoyo en la configuración geofísica del horizonte que corresponde a la cima productora, se pueden definir los límites tentativos y la geometría de la acumulación (Modificado de Villamar V.M., 1983).

El tipo litológico, el ambiente de depósito, el patrón de distribución de facies, la configuración de la cima productora y la geometría, son necesarios para la definición del arreglo y perforación de los pozos de desarrollo. Por lo anterior puede establecerse que el desarrollo de los campos depende en buena parte del tipo litológico de la roca almacenadora que constituye el yacimiento. Los tipos litológicos más comunes son arenas o areniscas y calizas o dolomías (Modificado de Villamar V.M., 1983).

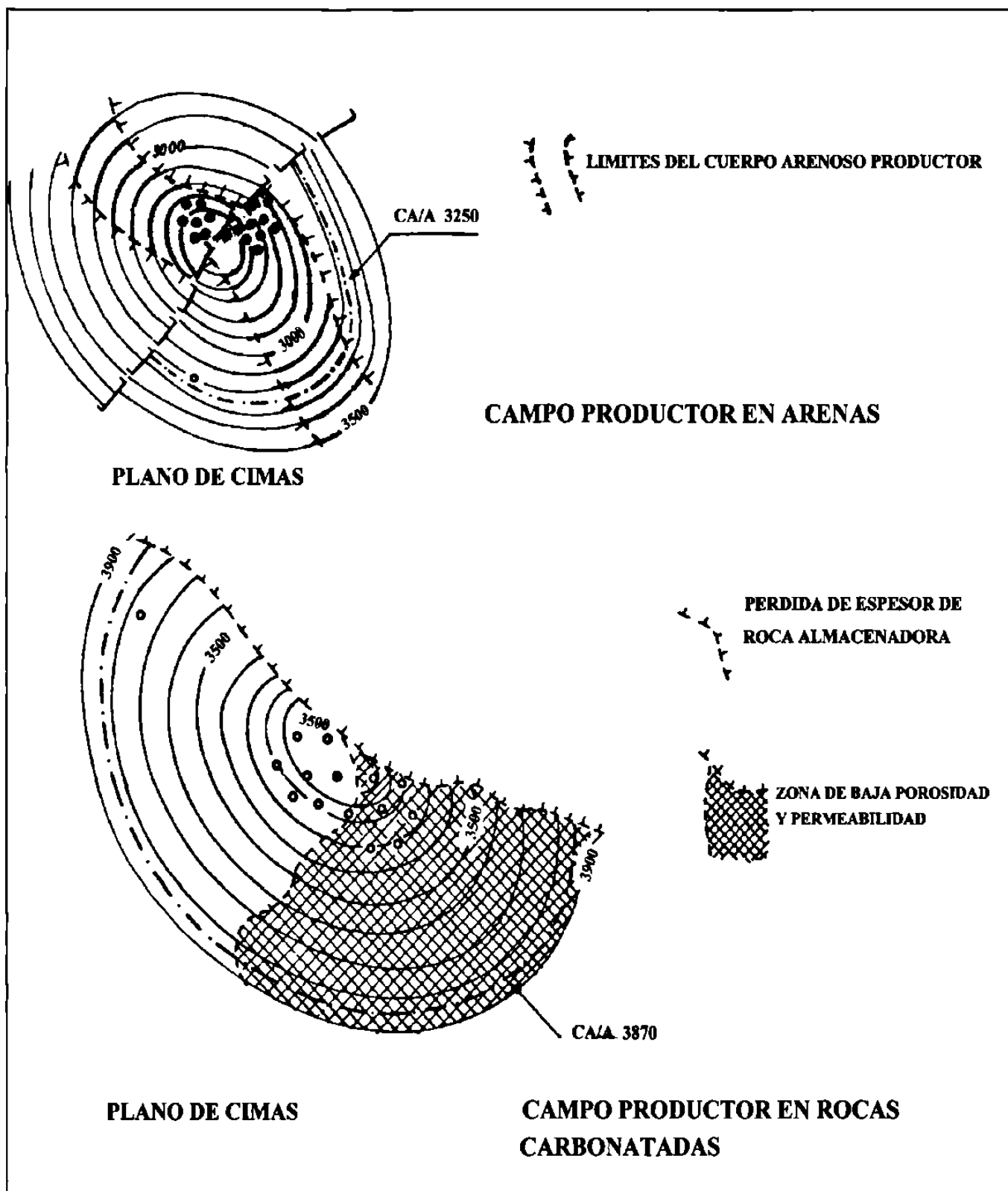
De acuerdo con el patrón geométrico de dichos tipos litológicos (alargados para las arenas, paralelos o perpendiculares a la línea de costa y tabulares para las rocas carbonatadas) los yacimientos en arenas constituyen sólo una parte de la estructura geológica. En cambio las rocas carbonatadas generalmente cubren toda el área. De acuerdo con lo anterior, los criterios para desarrollar los campos deben estar controlados por el tipo de yacimiento, desde el punto de vista litológico, ya que en una arena la acumulación está distribuida en una franja angosta, con relación al área de la estructura. En estos casos se recomienda que el desarrollo se realice a nivel de cuerpo de arena y no de estructura (Villamar V.M., 1983).

Existen casos de campos en arenas con yacimientos múltiples, en donde se presentan acumulaciones de hidrocarburos en diferentes niveles. Sin embargo, este hecho no debe cambiar el criterio del desarrollo del campo (Hinojosa G.A., 1991).

En términos generales se puede concluir que la localización de los pozos de desarrollo debe estar controlada en forma combinada por aspectos geológicos, tanto estructurales como estratigráficos (Fig. 4.9). De acuerdo con la geometría del yacimiento y la distribución probable de las facies almacenadoras, el desarrollo del campo se puede llevar a cabo de las siguientes formas:

- * Perforar los pozos a partir del pozo descubridor hasta llegar a encontrar los límites laterales de la acumulación.
- * Corroborar los límites laterales tentativos de acumulación mediante perforaciones de avanzada y posteriormente efectuar perforaciones de relleno.

En ambos casos se deben preparar tras la perforación del segundo pozo, secciones transversales estructurales para definir las tendencias probables de los mejores intervalos con impregnación de hidrocarburos y de esta manera programar las profundidades de los pozos a perforar. La perforación realizada en la subcuenca de Fuentes Río Escondido es del tipo exploratorio sin haber llegado a desarrollar el campo.



CA/A: Contacto agua – aceite (IMP)

FIG. 4.9 Casos teóricos de desarrollos de campos (Villamar V.M., 1983)

2. Evaluación de yacimientos

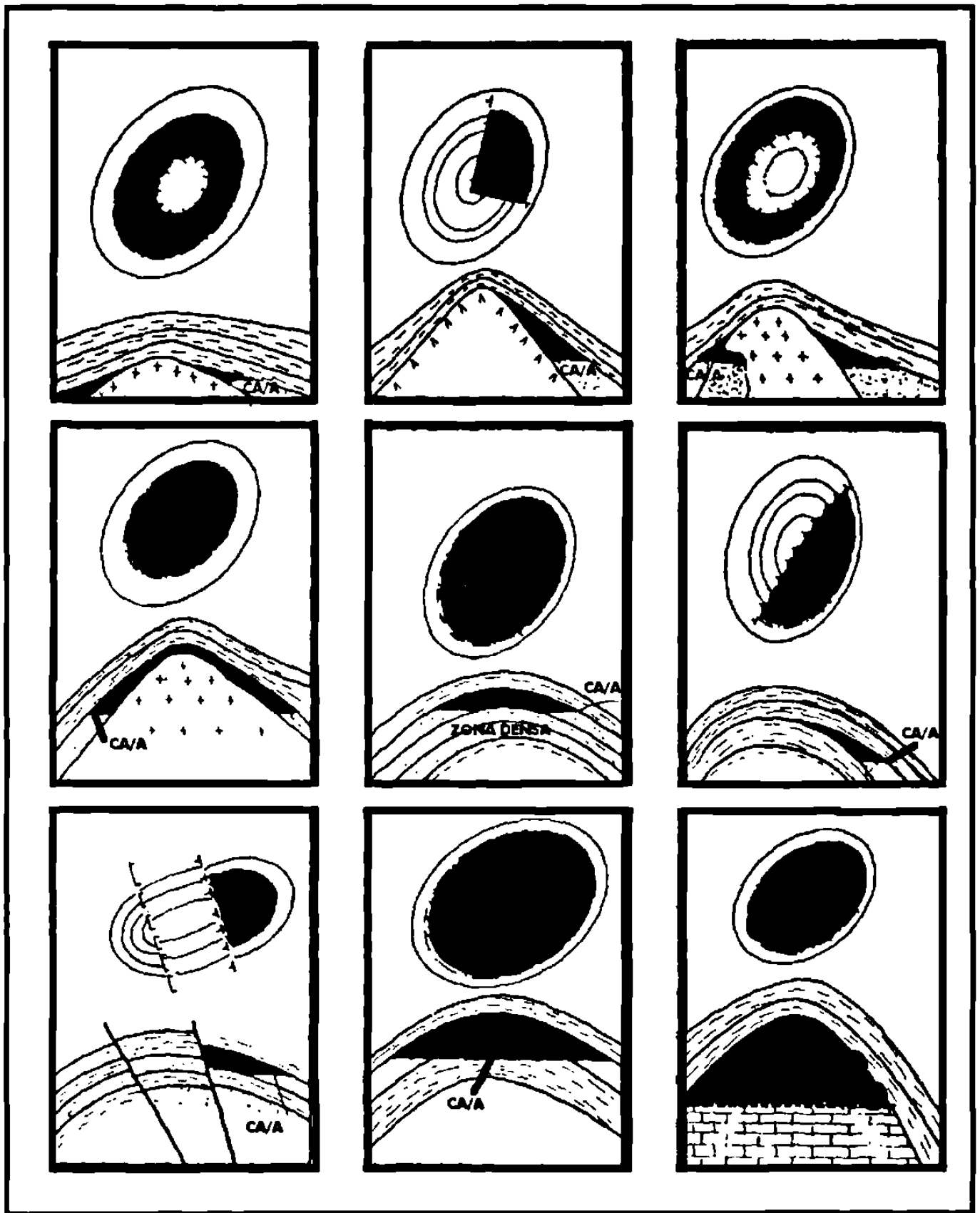
Evaluar un yacimiento o un campo es de suma importancia, ya que la cantidad de hidrocarburos recuperables dependen las inversiones que deben hacerse para el logro de la infraestructura necesaria para una correcta explotación del mismo, por lo que es conveniente que los aspectos geológicos y algunos parámetros petrofísicos necesarios para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos, sean definidos correctamente.

El cálculo de las reservas probadas de una estructura almacenadora se apoya en el volumen de hidrocarburos calculado a condiciones originales. La definición de este volumen requiere de un estudio geológico detallado en el que se determine, mediante la correlación de secciones transversales estructurales, los perfiles de las capas de roca con hidrocarburos, señalando la cima y la base de la acumulación, así como sus límites laterales (Fig. 4.10).

Un parámetro muy importante en la cuantificación del volumen original, es la porosidad. El espesor neto poroso con hidrocarburos también se requiere en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, con base en información de registros geofísicos de pozos principalmente y dependiendo del tipo de porosidad, se pueden seleccionar dentro de la zona de acumulación los intervalos porosos, tomando como límites verticales la cima y la base del yacimiento. Esta última generalmente dada por intervalos densos o bien por el contacto agua - hidrocarburos (Modificado de Hinojosa G.A., 1991).

3. Recuperación de hidrocarburos.

La descripción geológica del yacimiento, requerida en esta etapa de la explotación, debe incluir principalmente los siguientes aspectos: tipo de estructura y fallas geológicas, presencia de fracturas, porosidad y permeabilidad, litología, mineralogía, zonificación, estructuras primarias, etc. Esta información debe tomarse en cuenta para el correcto desarrollo de los proyectos de recuperación de hidrocarburos. Es importante conocer el tipo de estructura geológica ya que la magnitud del relieve y cierre estructural es definitiva al elegir el tipo de inyección de agua. En estructuras con relieve estructural alto se debe aprovechar la magnitud del echado de las capas en la selección del arreglo de pozos inyectoros. En campos con relieve estructural moderado, el echado de las capas no representa ningún efecto en las operaciones de la recuperación secundaria. En este caso otras características de la roca almacenadora, tales como porosidad, permeabilidad, fracturas, fallas geológicas, litología, etc., deben tomarse en cuenta para una correcta selección de pozos e intervalos inyectoros (Villamar V.M., 1983).



CA/A: Contacto agua - aceite (IMP)

Fig. 4.10 Casos de estructura geológica con acumulación de hidrocarburos (Villamar V.M., 1983)

La posición y número de las fallas geológicas en una estructura, definen bloques que pueden constituir yacimientos independientes, la definición anticipada de ese aspecto debe ser aprovechada convenientemente. Los planos de fallas deben considerarse que constituyen barreras al paso de los fluidos por lo que la identificación de estos planos y el arreglo de sus trazas en los planos de cimas de los yacimientos, señalarían las áreas de acumulación en las que quedarían comprendidos los pozos inyectoros y productores (Modificado de Villamar V.M., 1983). La porosidad es un factor definitivo, ya que controla la capacidad de la inyección de agua. Además está relacionada al volumen de aceite almacenado en el yacimiento. La porosidad final en arenas depende fundamentalmente de las condiciones ambientales al tiempo de depósito, dependiendo del nivel de energía.

Los diferentes tipos litológicos presentes en una roca almacenadora deben conocerse por lo menos a nivel de pozo, ya que cada tipo presenta características propias. Por ejemplo, una arena normalmente contiene arcilla intersticial o interestratificada. Una arenisca contiene cementantes que pueden ser carbonatos, etc. Por otro lado, es conveniente determinar el contenido de ciertos tipos mineralógicos, como la pirita que en presencia de oxígeno forma ácido sulfúrico el cual es muy corrosivo. El bario en combinación con sulfatos produce sulfato de bario que es insoluble y taponan los espacios porosos reduciendo con ello la permeabilidad. Cuando en el ambiente de depósito existen corrientes dominantes en determinadas direcciones y éstas se mantienen durante todo el tiempo del depósito, se generan estructuras primarias llamadas de corrientes (estratificación cruzada, rizaduras, etc., ver Fig.4.5). Estas estructuras pueden crear superficies de muy alta permeabilidad (Hinojosa G.A., 1991).

4. Simulación numérica de yacimientos.

El avance de la tecnología ha permitido el desarrollo de programas complejos de computadoras para la simulación de flujos de fluidos en un yacimiento durante la etapa de recuperación primaria y recuperación secundaria, aplicando ecuaciones matemáticas que describen el flujo y la transferencia de masas dentro del yacimiento, en una, dos o tres dimensiones, pudiendo ser para tres fluidos (aceite, gas y agua) (Villamar V.M., 1983).

La aplicación de estos modelos matemáticos permite el desarrollo de una manera rápida y precisa de estudios sobre la futura producción de un yacimiento bajo diferentes condiciones, permitiendo seleccionar el óptimo o manejar varias alternativas.

Los resultados que se obtienen de la aplicación de estos modelos, dependen de la información que se le suministre al programa y es aquí donde la geología del yacimiento adquiere importancia. Los datos geológicos que se requieren para la simulación numérica de los yacimientos son principalmente: geometría, límites, subdivisiones y heterogeneidad. También se requiere determinar, los valores de porosidad, permeabilidad, espesores netos y saturaciones de agua. La simulación numérica del yacimiento requiere del conocimiento del volumen original de hidrocarburos, ya sea la configuración de mapas de isopacas, estructurales (cimas y bases) o de isoíndices de hidrocarburos.

5. SISTEMAS DE DELTA Y DEPOSITACION DELTAICA

Un delta puede ser definido simplemente como un sistema depositacional alimentado por el río que resulta en una progradación irregular de la línea de costa (Krumbein W.C. and Sloss L.L., 1979). Dicho de otra manera, un río que penetra a un cuerpo de agua, como un lago o el mar, abandona gran parte de su carga de sedimento a medida que su velocidad se reduce y forma un delta el cual es gradualmente construido por el río en su avance hacia adelante dentro del cuerpo de agua. Cuando un delta se esta formando, el río característicamente se divide de manera que los depósitos deltáicos en un momento cubren una gran área que tiene aproximadamente una forma triangular la cual es semejante a la letra griega Δ de la cual se deriva su nombre (F.G.H. Blyth and M.H. de Freitas, 1989).

El sistema deltáico es un conjunto de procesos relacionados a facies sedimentarias y uno de los más complejos sistemas de depósito, ya que en ellos se pueden encontrar 20 o más distintos ambientes depositaciones en el delta Mississippi (F.G.H. Blyth and M.H. de Freitas, 1989). Los sistemas deltáicos se dividen en dos grupos:

- * Altamente constructivos: Tipo lobulado y elongado
- * Altamente destructivos : Tipo cuspadado y Strandplain

La subcuenca de Fuentes Río Escondido alberga diferentes sistemas de depósito de acuerdo a la distribución de facies que favorecieron posteriormente en acumulaciones de hidrocarburos en la Formación San Miguel y de carbón en la Formación Olmos. Por lo tanto, se estudiara la depositación deltáica del área de estudio de acuerdo a la facie sedimentaria que se presenta en las Formaciones Upson, San Miguel y Olmos.

En cuanto a minerales combustibles, la mayor cantidad de carbón en el mundo comúnmente es constitutiva de sistemas de facie de delta (planicie deltáica). Por otro lado, los sedimentos terrígenos traídos de las principales cuencas de aceite y gas del mundo fueron acarreados en primera instancia por corrientes y en muchos casos estos resultaron en deltas extensivos. La interacción de esos grandes volúmenes de sedimentos terrígenos y la cuenca marina en la cual ellos fueron depositados, resultaron en numerosos potenciales reservorios para aceite y gas. Más de la mayoría de las cuencas de aceite y gas se producen de reservorios terrígenos que están bordeados por facies que producen carbón.

FORMACION DE DELTAS

La formación de deltas, presentan variables que están involucradas dentro de algunas de estas, que se incluyen a continuación:

- * Entrada de sedimentos en términos de acumulación, calibre, ritmo, variación en el ritmo y radio de suspensión de la carga de tracción. Estas a su vez actúan sobre la extensión y la naturaleza del área de drenaje y clima.
- * Naturaleza de la descarga y reservorios de cuerpos de agua particularmente con respecto a relacionar densidades de agua.
- * Energía del reservorio (olas, mareas, corrientes) tanto grados y tipos, especialmente con relación a la acumulación de entrada de sedimentos.
- * Profundidad del agua dentro del cual el delta esta progradando.
- * Naturaleza del substrato del cuerpo del reservorio con respecto a la subsidencia compactacional y acumulación de arenas progradantes.
- * Naturaleza estructural de la cuenca depositacional.

Los tipos principales de deltas altamente constructivos son lobulado y elongado. Los deltas altamente destructivos son caracterizados como cualquiera dominado por las olas o dominado por mareas (Fig. 5.1).

EL CICLO DELTAICO

Otro concepto que ha sido utilizado para la comprensión de los depósitos de delta es el ciclo deltáico. Introducido por Scruton (1960) y expandido por Coleman y Gagliano (1964), la formación de sistemas deltáicos ha sido considerada en términos de fases constructivas y destructivas.

Los procesos depositacionales dominantes durante la fase de construcción del depósito deltáico son la progradación de distributarios (Fig. 5.2) y la extensión areal de la planicie deltáica por la formación de "crevasse splays" (masa de sedimentos en forma de lengua depositados por una abertura). La progradación de un sistema distributario no puede continuar indefinidamente debido a que los distributarios llegan a ser sobreextendidos y eventualmente el río es desviado dentro de un curso teniendo un grado excesivo (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969).

El abandono de un distributario inicia la fase destructiva del ciclo la cual esta caracterizada por subsidencia y retrabajamiento de depósitos deltáicos por procesos marinos.

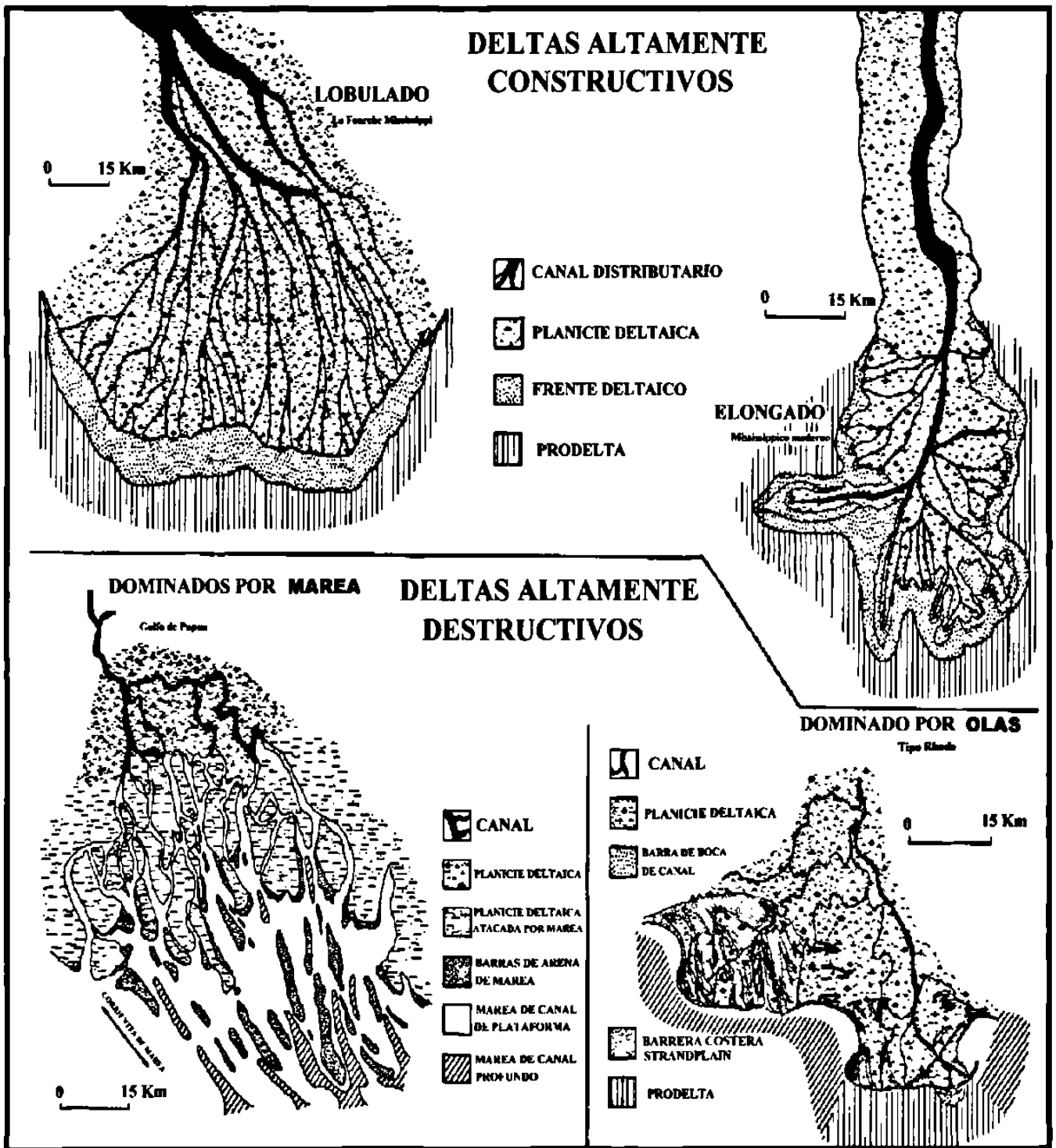


Fig. 5.1 Tipos básicos de deltas altamente constructivos y destructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

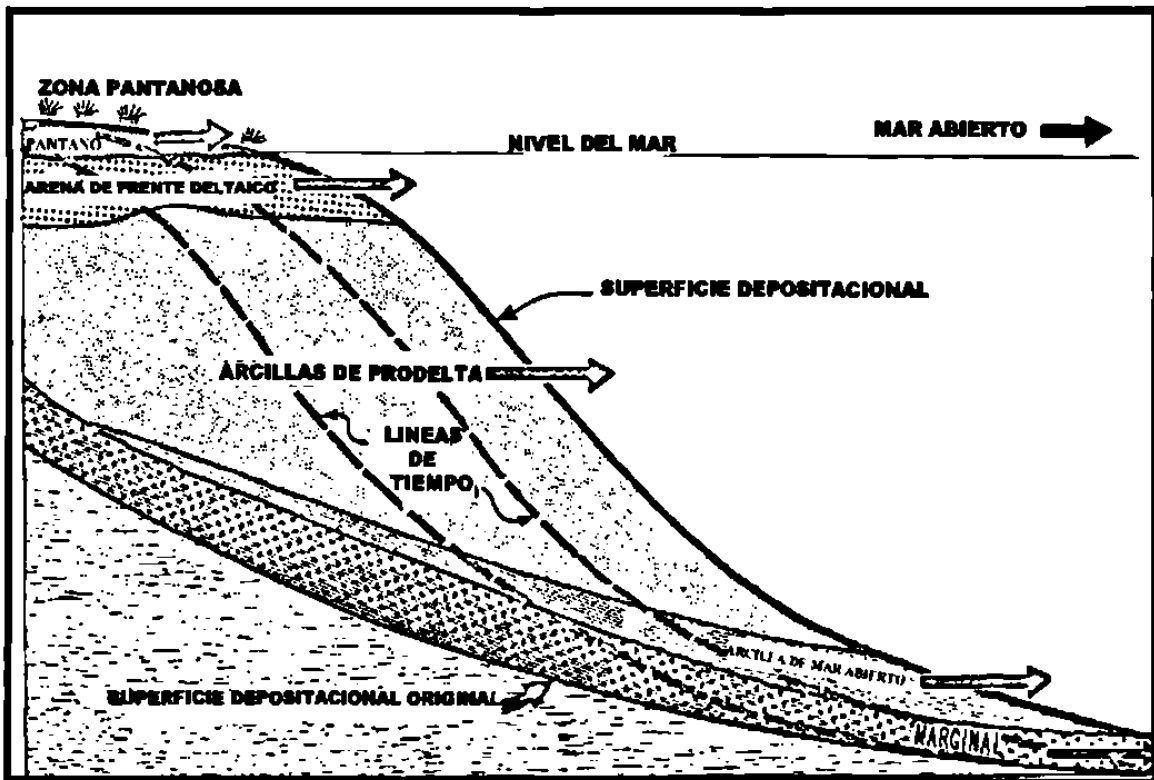


Fig. 5.2 Migración hacia el mar de ambientes deposicionales en deltas altamente constructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

DELTAS ALTAMENTE CONSTRUCTIVOS

Los deltas altamente constructivos comúnmente muestran cualquiera de las dos distribuciones elongada o lobulada de unidades esqueléticas en pisos activos (Fig. 5.3).

El tipo elongado, representado por los activos deltas pata de pájaro, se encuentra presente en la parte sur de la subcuenca de Fuentes Río Escondido y se desarrolló bajo condiciones de alta entrada de sedimentos relativos con energía marina almacenada, con sedimentos de alta carga en lodo, y con facies de arenas progradando por encima de secuencias relativamente delgadas de lodo (Fig. 5.4 y Fig. 5.5). En la etapa de abandono las facies progradantes de arenas del delta se hunden rápidamente resultando en una acumulación permanente de la mayor parte de los cuerpos de arena progradada.

El tipo lobulado se localiza en la parte norte de la subcuenca de Fuentes Río Escondido, del mismo modo se desarrolló bajo condiciones de alta entrada de sedimentos pero con carga de lodo menor y con progradación de facies de arena sobre secuencias delgadas de lodo. Bajo abandono, el hundimiento no es tan rápido y la parte superior de la masa construida del delta es retrabajada por procesos marinos.

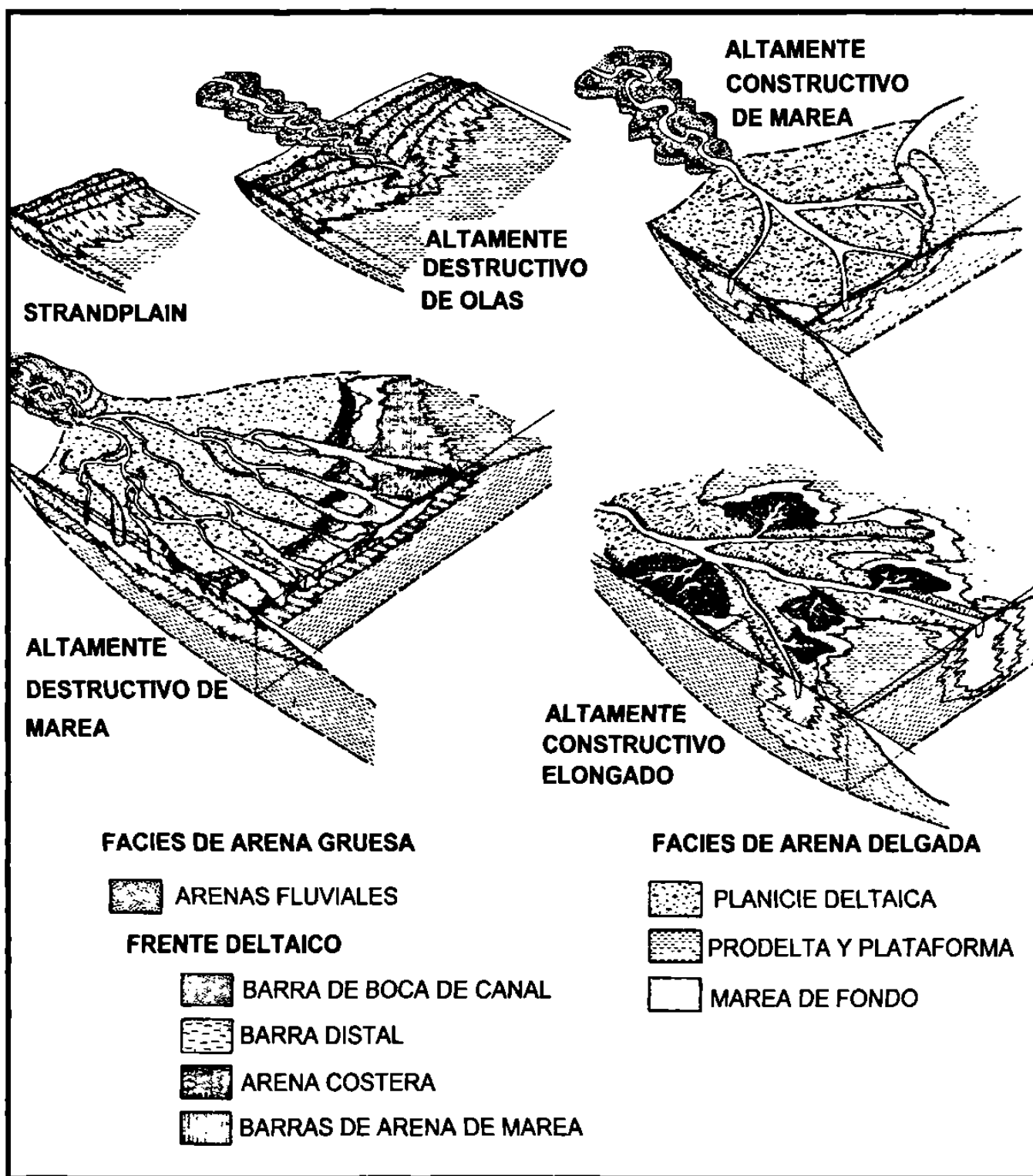


Fig. 5.3 Diagrama esquematizado de la distribución de unidades esqueléticas elongada y lobulada (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

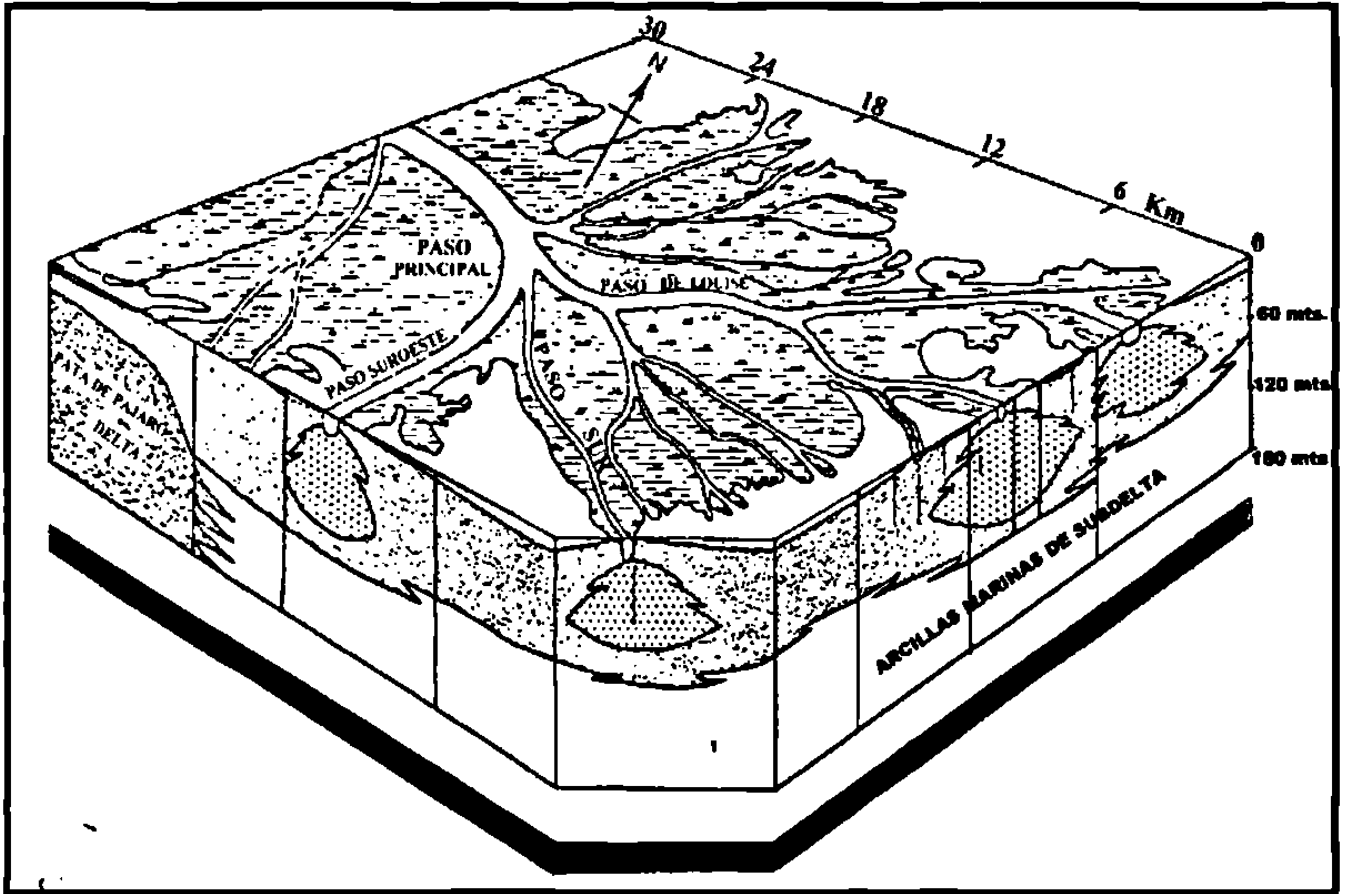


Fig. 5.4 Delta elongado, altamente constructivo del moderno Mississippi (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

DELTAS ALTAMENTE DESTRUCTIVOS

En los deltas altamente destructivos, la entrada de sedimentos es moderada para reservorios de energía marina y por consiguiente la mayoría de estos sistemas son formados de sedimentos fluviales, introducidos contemporáneamente y retrabajados por procesos marinos que corresponden a las olas o mareas (Fig. 5.6).

En deltas altamente destructivos dominados por olas, la principal acumulación es como una serie de barreras costeras flanqueando la boca del río, dando una dirección cusgado de las principales unidades de arena. En deltas altamente destructivos dominados por mareas, los sedimentos introducidos fluvialmente son retrabajados por corrientes de marea dentro de una serie de unidades radiantes de arenas digitadas desde el frente de la boca del río. Los lodos y sedimentos de grano fino se acumulan tierra adentro, formando extensivos pantanos de manglares o llanuras de marea que prograda las barras de arena (ver Fig. 5.1) (Dumbar C.O. and Rodges J., 1979).

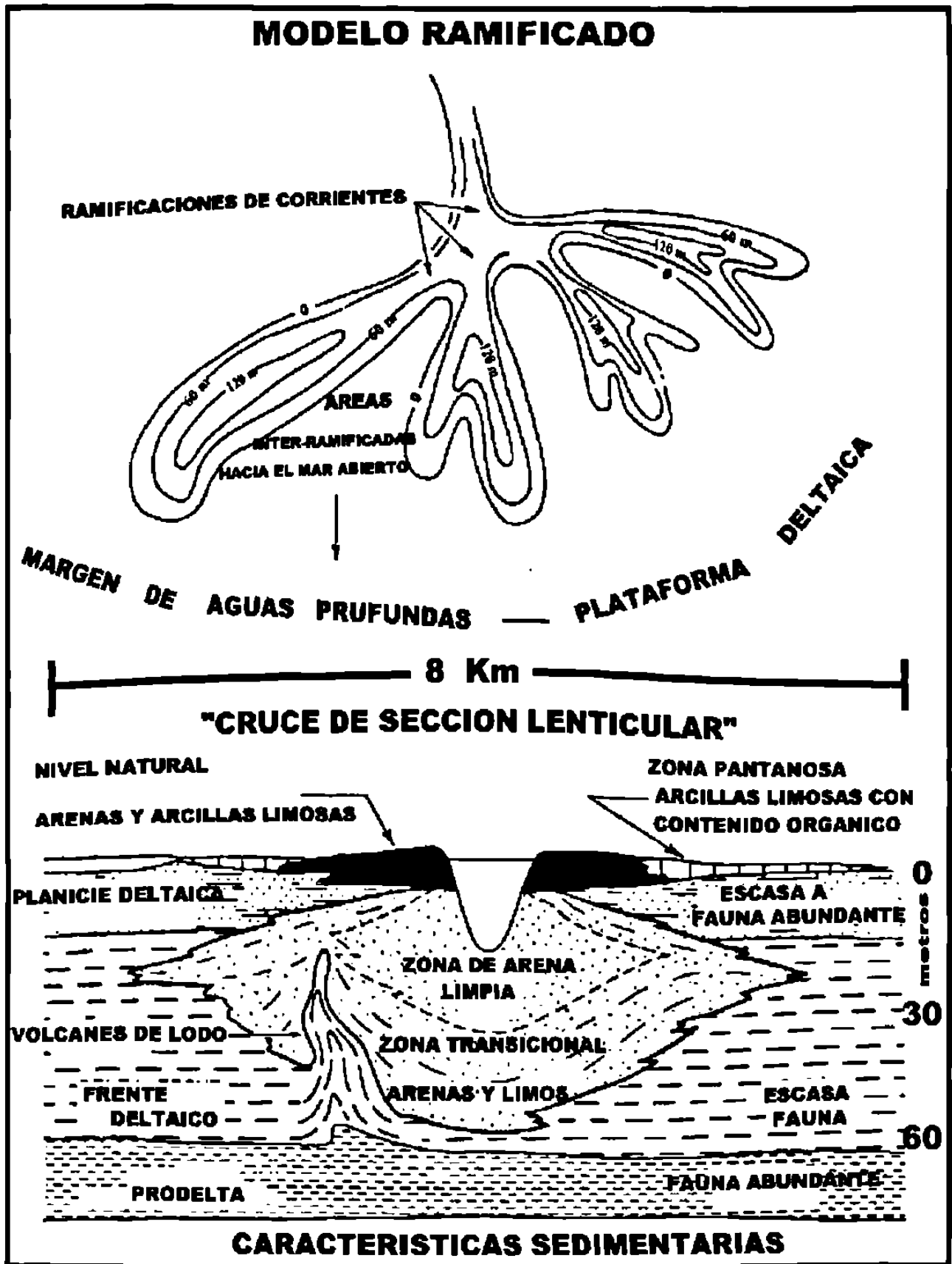


Fig. 5.5 Distinguiendo características geométricas y sedimentarias de depósitos de barra digitada (Modificado de Morgan J.P., 1970)

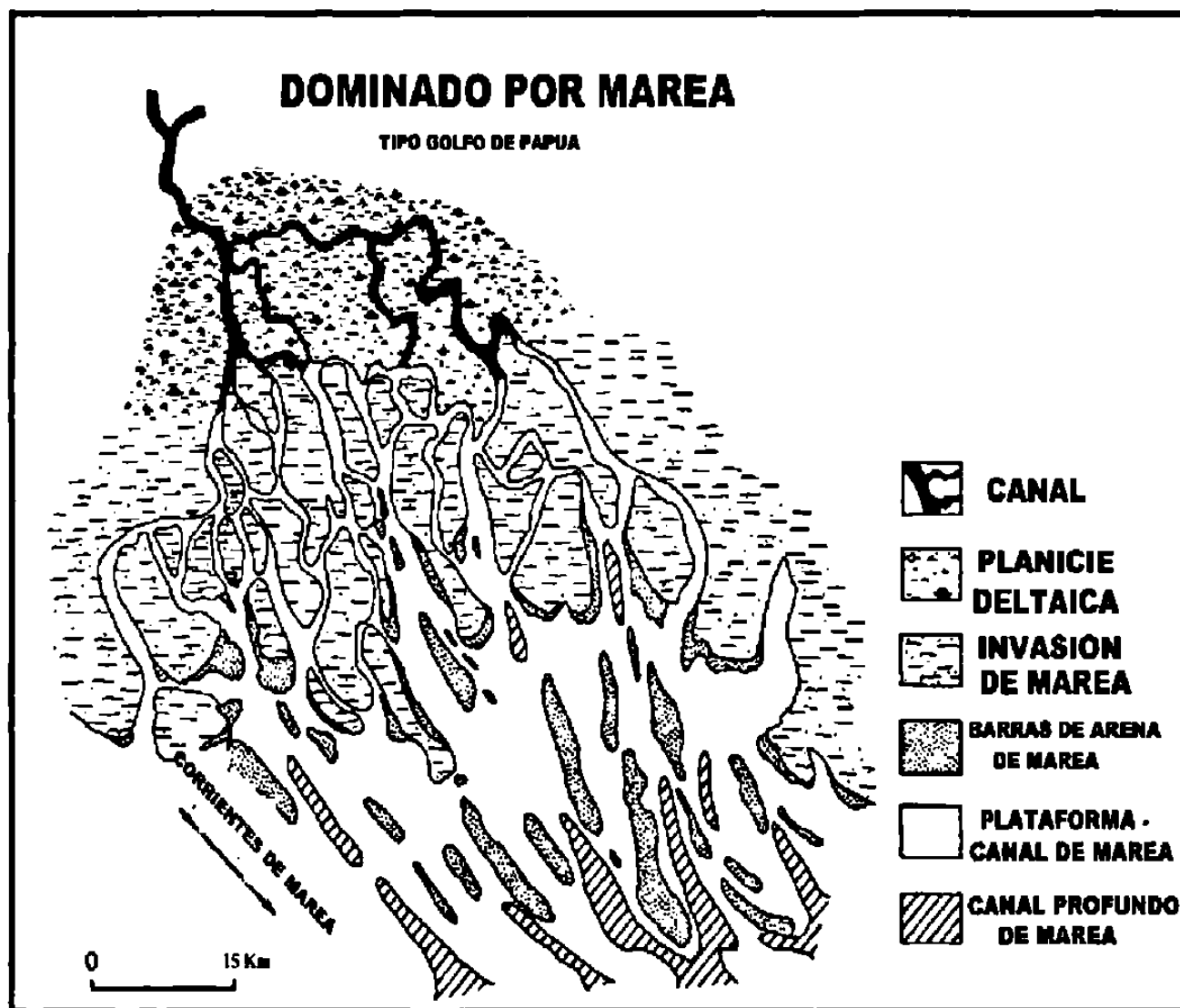


Fig. 5.6 Modelo esquelético de deltas destructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

FACIES DELTAICAS EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO

FACIE DE FRENTE DELTAICO

Los depósitos de esta facie, representan los sedimentos gruesos asociados con la progradación deltáica y un promedio alrededor del 75 % ó más de arena. Las arcillas y sedimentos orgánicos son raros excepto clastos y material macerado de plantas. Materiales más gruesos que la arena son también raros (el ejemplo más claro en la subcuenca Fuentes Río Escondido, es la Formación San Miguel).

Los sedimentos del frente deltáico están relacionados a la depositación que ocurre sobre barras de boca de canal o materiales subsecuentemente transportados desde estas barras y dispersados localmente por corrientes marinas. Se pueden reconocer subdivisiones del frente deltáico, las más importantes son:

- * La barra inmediatamente superior distributaria de canal
- * La barra de desembocadura distributaria
- * La barra distal
- * El nivel subacuoso
- * Arenas cubiertas marginales

En la figura 5.7, se muestran los procesos físicos activos en cada uno de los ambientes (Press F. And Siever R., 1998). La importancia y geometría de cada una de esas unidades varía dependiendo sobre un número de factores, principalmente el ritmo de progradación y el grado de retrabajamiento por procesos marinos. En la figura 5.3, se muestra una comparación de la geometría de las arenas del frente deltáico en deltas altamente constructivos lobulado y elongado.

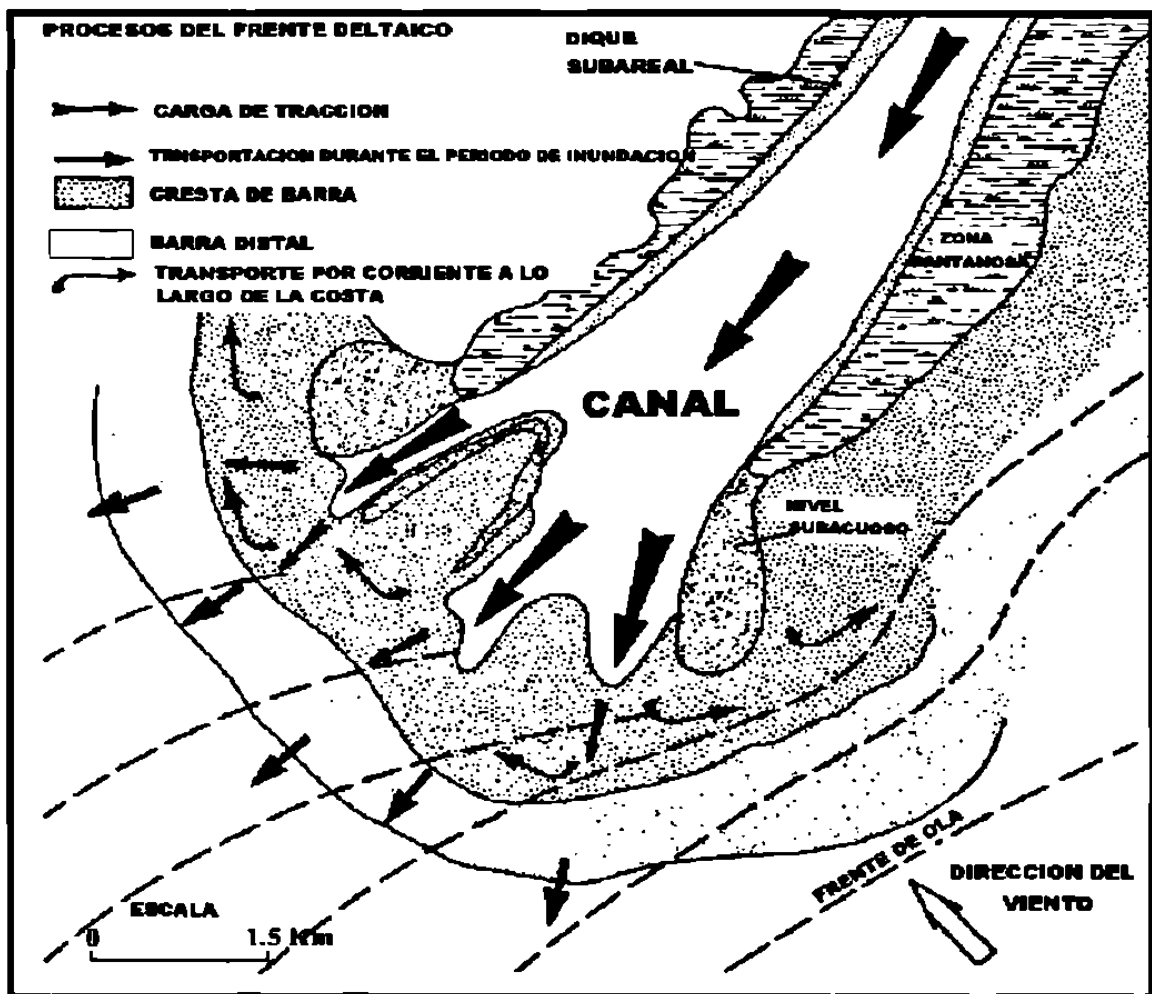


Fig.5.7 Procesos del frente deltáico (Press F. And Siever R., 1998)

FACIES DE PLANICIE DELTAICA

La planicie deltáica comprende principalmente la porción subareal del delta con sus canales distributarios, pantanos y lagos (Leeder M.R., 1991). La más grande diversidad de ambientes depositacionales en el sistema de delta, es el que esta asociado con la planicie deltáica. Esta facie esta bien desarrollada en deltas altamente constructivos y posee características de canal distributario, distributario relleno abandonado y depósitos de dique natural. Los pantanos, marismas, lagos y bahías están asociados con áreas interdistributarias de la planicie deltáicas (en la subcuenca de Fuentes Río Escondido se toma como ejemplo la Formación Olmos). De manera colectiva, estos ambientes forman las mayores unidades arealmente extensivas y persistentes de muchos sistemas de delta.

Las zonas pantanosas junto con las marismas, comprenden los ambientes típicos de la producción orgánica del gran sistema de delta altamente constructivos, en especial aquellos de moderada a relativamente grandes acumulaciones de lodos. Los sedimentos orgánicos se desarrollan y depositan in situ. Las zonas pantanosas algunas veces salen más de 2 pies arriba del nivel medio del mar, excepto en deltas dominados por mareas, ellos cubren arriba del 90 % de la planicie deltáica.

La vegetación en zonas pantanosas y marismas varía de acuerdo con la salinidad, drenaje y otras condiciones ambientales. Debido a estas diferencias, diferentes tipos de turba se acumulan en cada uno de los variados ambientes florales. La determinación de los acumulamientos orgánicos in situ dentro del sistema de delta, es en sí mismo, una buena indicación de muchas otras características de un particular sistema de delta (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

FACIES DE PRODELTA

El área del prodelta se orienta hacia el mar del frente deltáico. Esto representa los primeros sedimentos terrigenos introducidos dentro de una cuenca depositacional por un avance del delta. La facie es depositada enteramente bajo el nivel del mar, la mayor parte de esto esta bajo el alcance de la acción de las olas; esta baja suavemente desde el frente deltáico hasta el piso de la cuenca. Los sedimentos es la carga suspendida del río, y compuesto de muy pero muy pequeña arena fina, limo, pero en su mayor parte de arcilla. Este es el más homogéneo y extenso de todos los ambientes deltáicos y comúnmente la facie de mayor espesor en el sistema de delta, especialmente en deltas altamente constructivos.

Esto gradúa marginalmente y distalmente dentro de depósitos de plataforma normal los cuales se acumularon lejos de la prominente influencia del delta (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969). Los lodos contienen arriba del 80 % de agua depositada (en la subcuenca de Fuentes Río Escondido se toma como ejemplo la Formación Upson). Cerca de donde la facie de prodelta gradúa dentro de la facie de arenisca del frente deltáico, son comunes las laminaciones paralelas y lenticulares de limolita, con algunas laminaciones cruzadas y rizaduras de corriente. Las partículas de plantas están finamente divididas y son dispersadas hasta el final, unas cuantas conchas se acumulan pero no son comunes. Existen algunas madrigueras (pistas de gusanos) pero es restringido a márgenes locales donde el prodelta gradúa dentro de facies de plataforma.

Los lodos del prodelta son por lo regular de color oscuro y altamente orgánicos, el alto contenido orgánico de los lodos tiende a reducir el Ph de las aguas intersticiales y unas cuantas conchas que pudieron haber sido incluidas son lixiviadas. El resultado, es el de una gran facie no fosífera y estos lodos representan buen potencial de roca madre para aceite y gas.

6. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS ASOCIADOS A FACIE DELTAICA EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO.

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se tienen manifestaciones de hidrocarburos en pozos perforados, tanto por la C.F.E. como por PEMEX, que no se han explotado debido a políticas económicas de Petróleos Mexicanos, en donde el factor financiero es la principal barrera en el inicio de la realización de trabajos que permitan la extracción de este importante recurso ya que se prefiere destinar los fondos disponibles a regiones de mayor productividad y dejar esta zona como reserva petrolera. La política nacional "El petróleo es de los mexicanos", es otro obstáculo que impide realizar la explotación del área, al no permitir la inversión de capital privado tanto nacional como extranjero.

PERFORACION DE POZOS.

La subcuenca Fuentes Río Escondido en la que inicialmente se desarrollaron estudios para la exploración y explotación del carbón, al avanzar los trabajos exploratorios se tuvieron indicios de la existencia de hidrocarburos principalmente en la zona ED-III y ED-IV (Fig. 6.1) por medio de pozos de la C.F.E., Posteriormente Petróleos Mexicanos perfora en esta zona un orden de 10 pozos de tipo exploratorio y en tres de ellos se obtienen buenos resultados con un aceite ligero de 37.2° A.P.I. (Rodríguez M.J.M., 1985)

Los pozos perforados por PEMEX como se menciona anteriormente son del tipo exploratorio con un tipo de árbol que soporta alta presión del orden de 5000 lb/pulg², en donde el objetivo de estos pozos es conocer la columna litológica, descripción de núcleos, tomar registros de pozos, etc. Se realizaron perforaciones someras que van desde los 300 hasta los 500 metros de profundidad encontrándose hidrocarburos en las areniscas de la Formación San Miguel en facie de frente deltáico. El pozo PN-14, por poner un ejemplo, se localiza en el meridiano 28°24'72" y en el paralelo 100°20'86", es productor de aceite ligero encontrándose a solo 50 metros de distancia del Río Bravo y que actualmente se encuentra cementado para posterior desarrollo de campo a futuro (Foto No. 17). En contraste, en distancia similar, al otro lado de la frontera, en territorio Texano, se encuentran pozos en producción con alrededor de 40 barriles diarios de petróleo crudo. Con esto podemos suponer, que probablemente las Compañías Texanas además de extraer el petróleo en su área, puedan estar extrayendo petróleo de nuestro territorio por medio de pozos direccionales (Fig. 6.2).

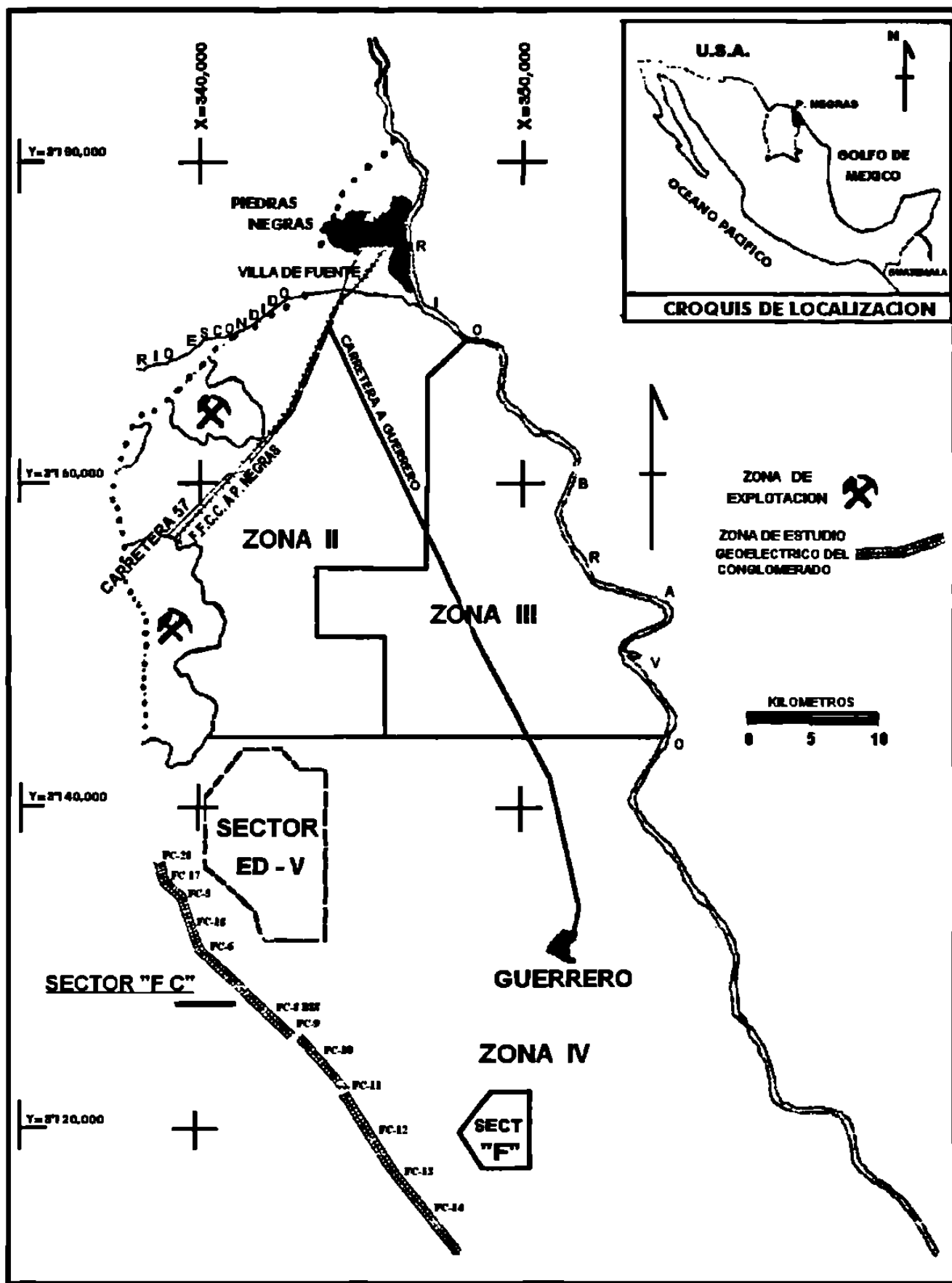


Fig. 6.1 Localización de las zonas ED-III y ED-IV productoras de aceite (Rodríguez M.J.M., 1985)



Foto No. 17 Pozo cementado PN-14, ejido San Vicente, Coahuila

En la zona de estudio, PEMEX no realiza inversiones en la perforación de pozos con una productividad baja y en donde además tiene que utilizar un método secundario de explotación, independientemente de toda la infraestructura que se llegase a necesitar para poder producir un campo petrolero, por lo que prefiere destinar los recursos económicos en la producción de los pozos fluyentes que se localizan en el sureste Mexicano con una producción del orden de 5000 o más barriles diarios de petróleo.

Por este motivo, en la Actualidad, del lado Mexicano no se esta explotando este recurso en contraste con el Estado Americano de Texas, donde se extrae el hidrocarburo por medio de bombeo mecánico del tipo de recuperación secundaria (Foto No. 18) y lo que viene a ser la gran diferencia, es que los vecinos del norte trabajan por medio compañías petroleras particulares en donde ellas mismas son propietarias de sus pozos. En la Figura 6.3 se muestra el mapa de ubicación de los pozos perforados en ambos lados de la frontera.

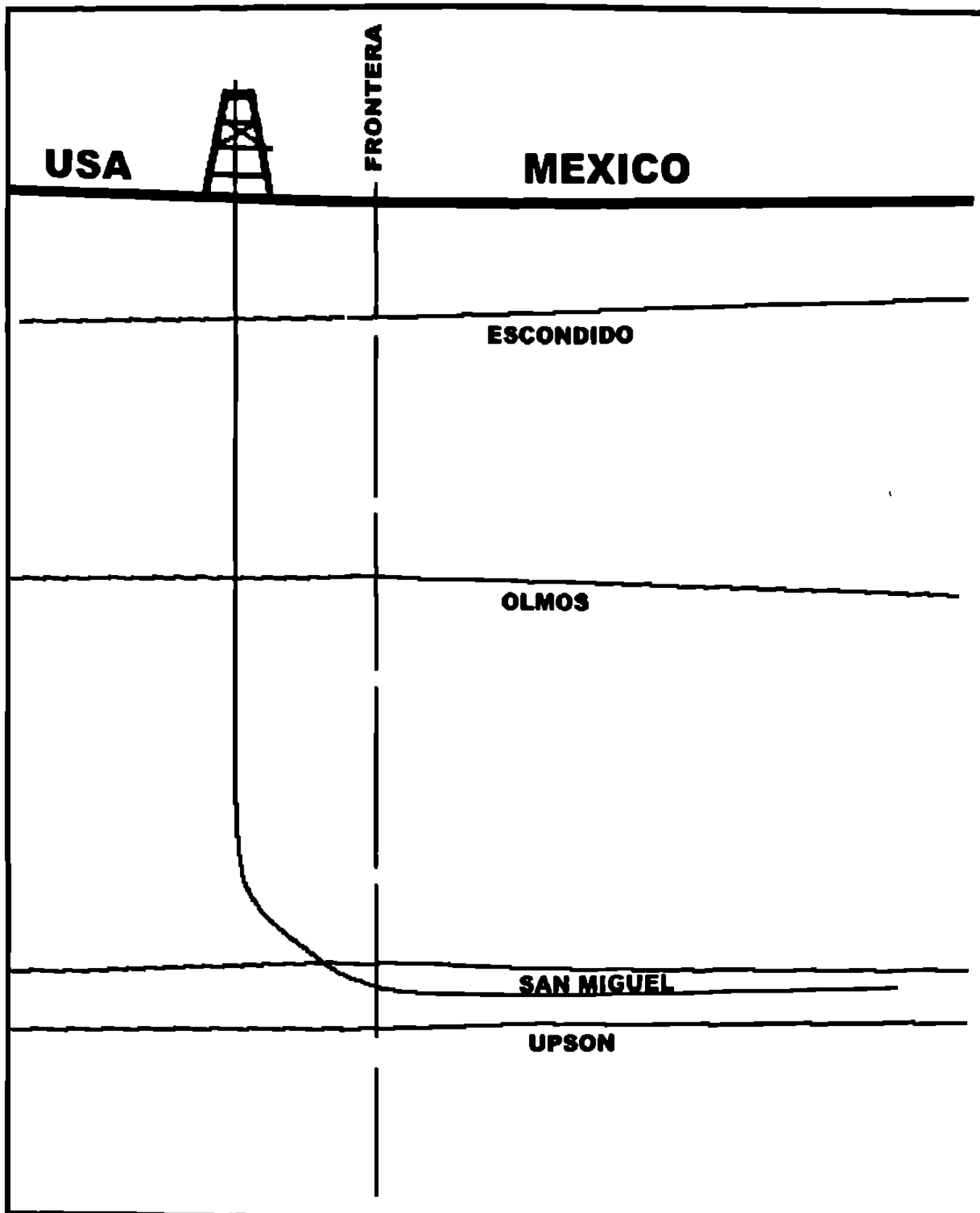


Fig. 6.2 Diagrama esquematizado de un pozo direccional que pudiera estar presente en el área de estudio



Foto No. 18 Replica de la UBM balancín “ NATIONAL”, usado en el sur de Texas, USA.

DESCRIPCION DE NUCLEOS.

Lógicamente una vez perforado el primer pozo exploratorio, con la ayuda de la descripción de núcleos se podrá conocer la columna litológica de la zona y la profundidad a la que se encuentran las formaciones que la integran, por lo regular, los núcleos se obtienen solo en los primeros pozos exploratorios ya que estos son muy costosos y se tienden a sustituir después por registros geofísicos de pozos.

A los núcleos se les puede sacar mucha información de campo o de laboratorio, pero sea cual fuera su uso, se debe llevar un orden y programa en la recuperación de estos, acondicionando receptáculos donde se van a colocar, anotando en la misma el nombre del pozo, fecha, profundidad, hora, además de marcarlos con una flecha en la dirección descendente y todos aquellos datos que sean de utilidad para facilitar la identificación del núcleo (Foto No. 19).

La descripción de núcleos en la subcuenca de Fuentes Río Escondido es de enorme utilidad porque se llega a conocer a detalle el tipo de roca que se está atravesando y nos muestra claramente el tipo de facies que predominaba al momento de su depósito. En la Fig. 6.4, se describe a detalle un núcleo tipo de la subcuenca de Fuentes Río Escondido.



Foto No. 19 Almacenamiento de núcleos en el laboratorio de la C.F.E. con base en Piedras Negras, Coahuila.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se tomaron registros eléctricos en pozos perforados por la Comisión Federal de Electricidad y por Petróleos Mexicanos en la zona ED-III y ED-IV con los cuales se tomaron datos de potencial espontáneo (SP) y de resistividades que ayudaron al reconocimiento de la columna litológica, de capas porosas y permeables y delimitar contactos entre las formaciones así como a correlacionar horizontes estratigráficos a grandes distancias.

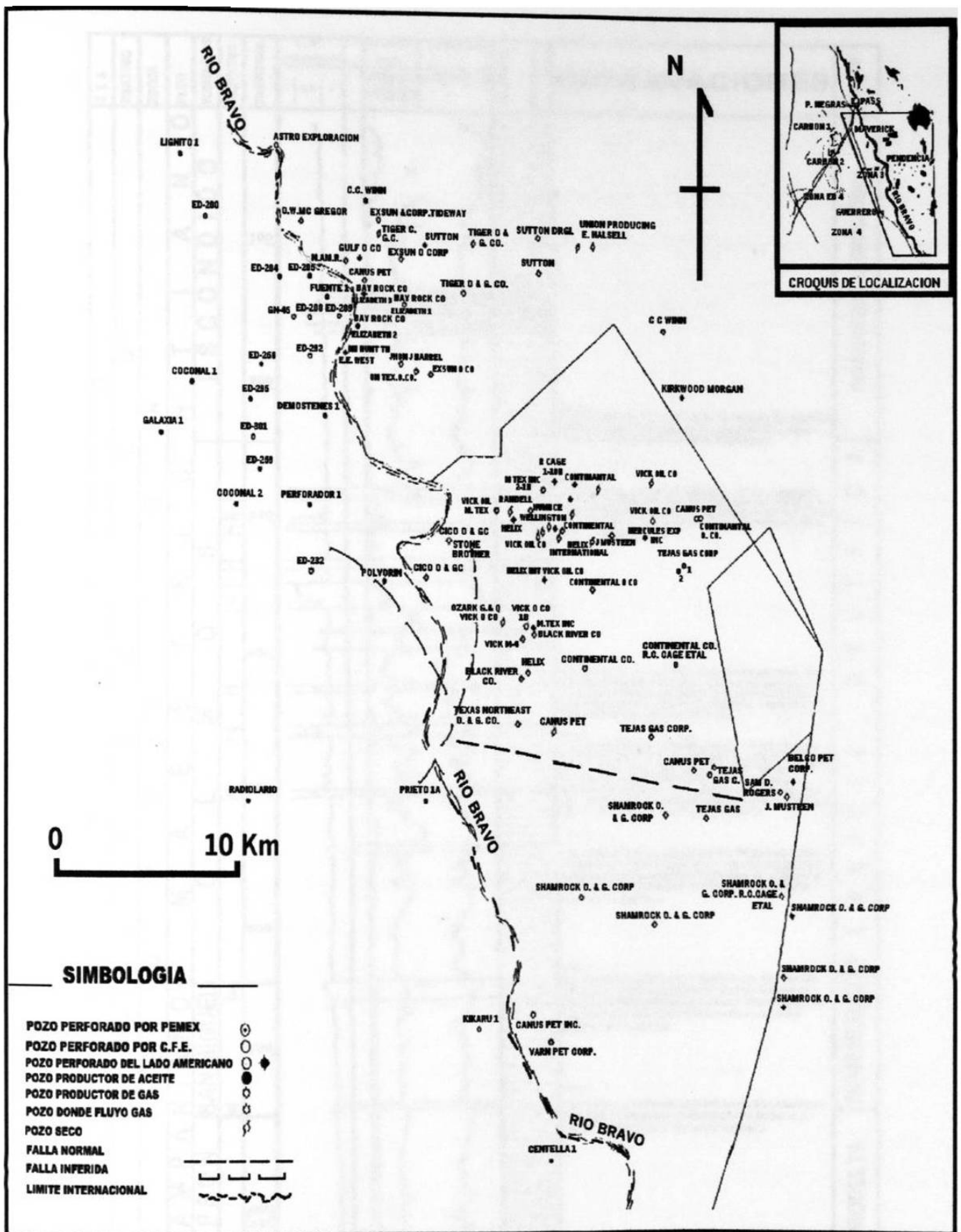


Fig. 6.3 Pozos perforados en ambos lados de la frontera (Rodríguez M.J.M.,1985)

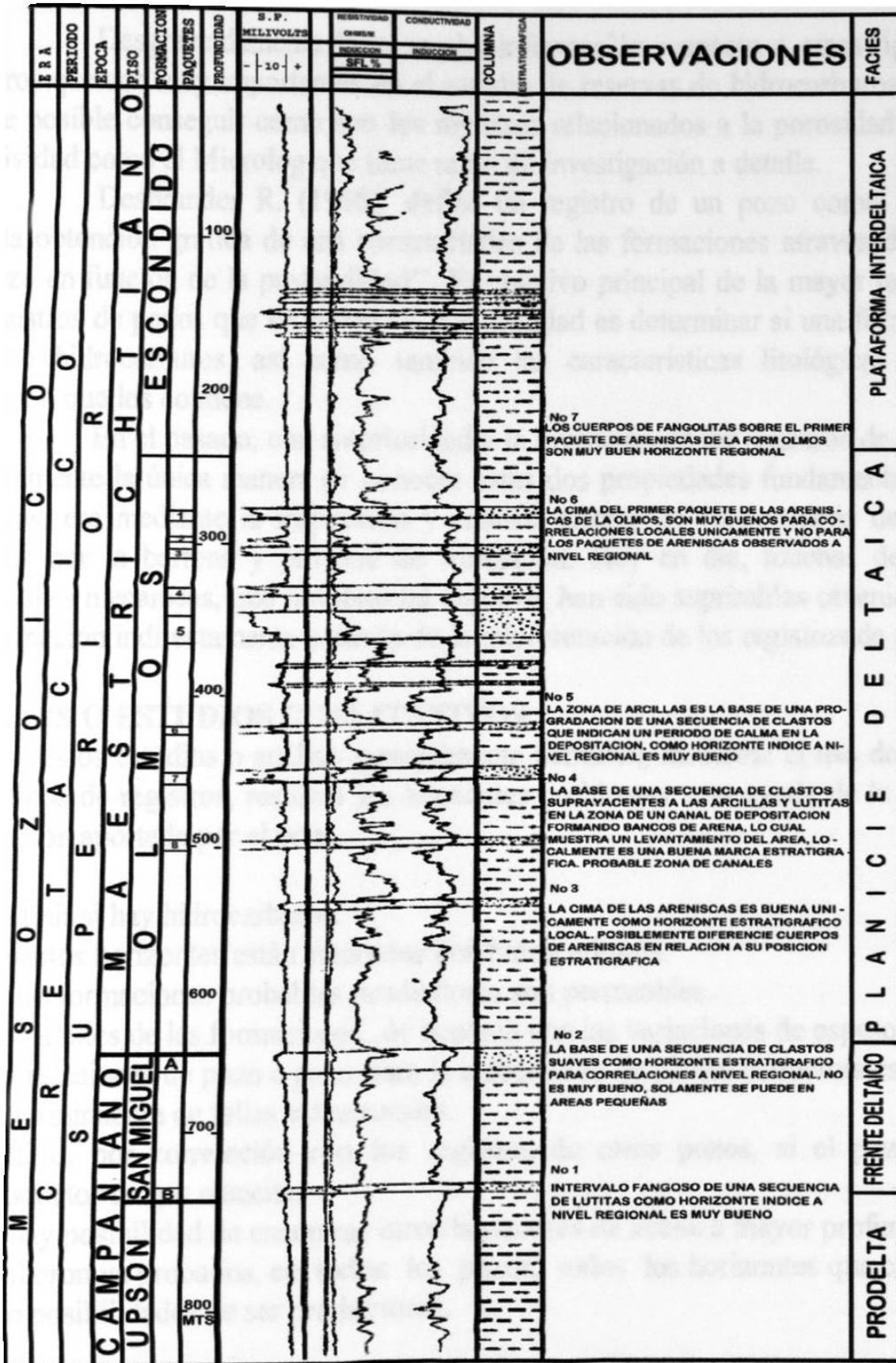


Fig. 6.4 Descripción de un núcleo tipo de la subcuenca de Fuentes Río Escondido (Modificado de Rodríguez M.J.M., 1983)

Desgraciadamente falta mucha información respecto a otros tipos de registros que son muy importantes en el estudio de reservas de hidrocarburos y que no fue posible conseguir como son los registros relacionados a la porosidad y a la resistividad como el Microlog que tiene radio de investigación a detalle.

Desbrandes R. (1968), define un registro de un pozo como: “toda aquella obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad”. El objetivo principal de la mayor parte de los registros de pozos que se toman en la actualidad es determinar si una formación contiene hidrocarburos, así como también las características litológicas de la formación que los contiene.

En el pasado, con anterioridad a la invención de los registros de pozos, prácticamente la única manera de conocer estas dos propiedades fundamentales de las rocas, era mediante la inspección y análisis directo de las muestras de rocas cortadas por la barrena y pruebas de formación. Hoy en día, muchas de estas operaciones mecánicas, que llevaban tal objetivo, han sido suprimidas obteniéndose la información indirectamente a través de la interpretación de los registros de pozos.

ANALISIS O ESTUDIOS CUALITATIVOS

Estos estudios o análisis generalmente permiten, mediante el uso de uno o varios tipos de registros, resolver los siguientes problemas, con ayuda de la demás información aportada por el pozo.

- ___ Definir si hay hidrocarburos.
- ___ Cuántos horizontes están saturados con hidrocarburos.
- ___ Sí las formaciones probables productoras son permeables.
- ___ Los límites de las formaciones, de acuerdo con las variaciones de espesores.
- ___ Correlaciones de pozo a pozo para la elaboración de planos estructurales.
- ___ Determinación de fallas estructurales.
- ___ Definir, por correlación con los registros de otros pozos, si el pozo será productor de gas o aceite.
- ___ Sí hay posibilidad de encontrar otros horizontes de aceite a mayor profundidad.
- ___ Sí fueron ya probados, en todos los pozos, todos los horizontes que cuenten con posibilidades de ser productores.

ANALISIS O ESTUDIOS CUANTITATIVOS

Consisten básicamente en la obtención de la porosidad y la saturación de agua de los yacimientos. Con ayuda de estos estudios cuantitativos, en conjunto con los cualitativos e información adicional de los yacimientos, se pueden a la vez elaborar estudios o tomar decisiones, sobre lo siguiente:

- ___ Qué cantidad de hidrocarburos existe en los yacimientos encontrados por el pozo, y que cantidad de ellos puede recuperarse.
- ___ Si es rentable la terminación del pozo.
- ___ A que profundidad deberá cementarse la última tubería de revestimiento.
- ___ Qué intervalos deberán perforarse para explotar un pozo.
- ___ Si el pozo origina a su vez la perforación de otros pozos, qué rumbo y distancia deberán perforarse estos y que profundidad deberán tener.

REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO

El potencial espontáneo de las formaciones en un pozo (SP), se define como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro electrodo móvil en el lodo dentro del pozo. En la práctica, la medida del SP se obtiene mediante un electrodo, que va en la misma sonda con que se obtienen simultáneamente otros registros, y un electrodo colocado en la superficie en un medio húmedo que bien puede ser la presa del lodo de perforación o un agujero en las vecindades del camión de los registros. La curva del SP es similar en forma a la de los rayos gama, con la cual es correlacionable. Generalmente se toma en conjunto con los registros de resistividad convencionales y de inducción (Compañía Schulumberger, 1973).

En los pozos perforados en la subcuenca de Fuentes Río Escondido se tienen tomados registros de potencial espontáneo que permiten la determinación de las capas porosas y permeables. Sin embargo, no necesariamente se obtienen valores de estos dos parámetros, directamente del SP. Con lodos ordinarios, la curva del potencial espontáneo permite la determinación del límite de formaciones, correlación de capas, determinación de la resistividad del agua intersticial de las formaciones y cualitativamente conocer el contenido de lutita de una capa.

REGISTRO DE RESISTIVIDADES.

La resistividad, es una de las propiedades de las formaciones atravesadas por un pozo, de uso muy frecuente tanto en la interpretación cualitativa como en la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos de los pozos.

La medición de esta propiedad, se logra mediante un sistema de electrodos que se introducen al pozo, siendo el lodo el medio conductor que liga los electrodos con las formaciones, estos registros se pueden obtener solamente en agujeros abiertos llenos con un lodo que sea relativamente conductor (Compañía Schulumberger, 1973).

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se tomaron un buen número de registros de resistividades que generalmente vienen acompañados con los registros de SP y que se muestran en las correlaciones estratigráficas. Desafortunadamente no se consiguieron registros que mostraran más a detalle este parámetro como pudo ser el Microlog o Microregistro cuyo objetivo es determinar las zonas permeables y sus espesores, así como la resistividad Rxo de la zona barrida por el filtrado del lodo.

REGISTRO DE POROSIDAD

Los registros geofísicos utilizados para obtener valores de porosidad son muy variados y van desde el registro de densidad, registro gama-neutrón, registro epitérmico, registro neutrón compensado y registro sonico compensado, por nombrar solo los más conocidos y más utilizados. De los registros nombrados anteriormente, cualquiera de ellos sirve para conocer los valores de porosidad total y en combinación entre ellos se obtendría la porosidad verdadera.

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido se obtuvo información de solo un pozo con registro de porosidad, a cambio de ello se obtuvo el valor de la porosidad promedio proporcionado por la C.F.E. en el distrito de Piedras Negras, que nos va resolver de manera significativa la falta de información que nos debiera proporcionar los registros geofísicos de porosidad.

REGISTRO GAMA-GAMA

El registro gama-gama también conocido como de densidad, es un registro radioactivo de los denominados de pared y puede tomarse tanto en agujeros llenos de lodo como en agujeros vacíos. Por medio del registro gama-gama se obtiene la densidad total de la formación. Es uno de los registros llamados de porosidad, ya que se pueden obtener valores de la porosidad directamente de la densidad. También se usa en combinación de otros registros para determinar zonas productoras de gas (Asquith G. And Gibson CH., 1978).

CARTA ESTRUCTURAL A LA CIMA DE LA FORMACION SAN MIGUEL

Con la ayuda de los registros geofísicos (SP) se pudo elaborar una carta estructural a la cima de la Formación San Miguel que abarca afortunadamente el lado Mexicano así como del lado Americano de Texas (registros conseguidos por el Dr. Juan Manuel Rodríguez Martínez y por la C.F.E. de Piedras Negras, Coahuila). Ya que dichos registros nos permitieron conocer a que profundidad se encuentra la cima productora y el tipo de entrapamiento existente en la zona. En la Fig. 6.5 se presenta la carta estructural a la cima de la Formación San Miguel.

CARTA ESTRUCTURAL A LA CIMA DE LA FORMACION OLMOS

De la misma manera que el punto anterior, se elaboro la carta estructural a la cima de la Formación Olmos por medio del registro SP, es importante mencionar que en esta Formación se tuvieron indicios de migración de hidrocarburos en áreas del minado subterráneo en la zona ED-I. Por otra parte, es conveniente señalar que en la parte sur del Estado de Texas, la Formación Olmos actúa también como almacenadora de hidrocarburos en algunos paquetes de areniscas. En la Fig. 6.6 se presenta la carta estructural a la cima de la Formación Olmos.

MAPA DE CORRELACION ESTRATIGRAFICA

De acuerdo al plano principal del área, para realizar un mapa de correlación estratigráfica, se trazan líneas horizontales y líneas verticales abarcando toda la zona de estudio con el fin de tener un panorama global del comportamiento depositacional de las Formaciones y su continuidad a distancias mayores de 1000 metros. Lógicamente las correlaciones estratigráficas a grandes distancias pueden perder detalles de depósitos locales sedimentarios de las Formaciones, sin embargo, son útiles para el seguimiento de paquetes característicos de la zona o de toda la región, además de definir el tipo de trampa de hidrocarburos que predomina en el área de estudio.

En la Figura 6.7, se tiene trazada la retícula del área principal de estudio en la subcuenca de Fuentes Río Escondido y en la Fig. 6.8, se pone un ejemplo de correlación de pozos que corresponde a la línea A-A'. Es conveniente señalar que se trato de cerrar la retícula lo mas cercanamente posible entre los pozos ya que las distancias entre ellos son muy grandes.

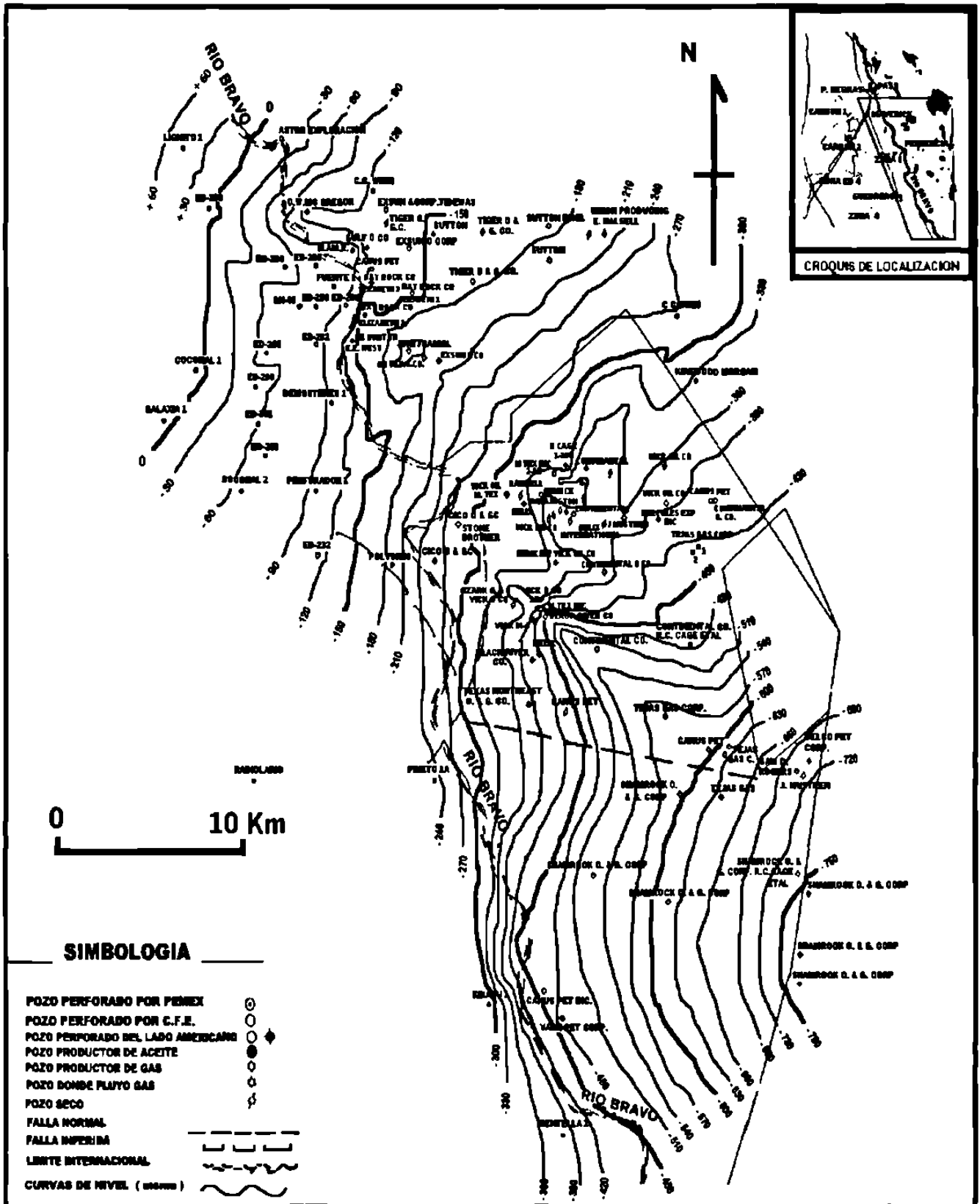


Fig. 6.5 Carta estructural a la cima de la Formación San Miguel

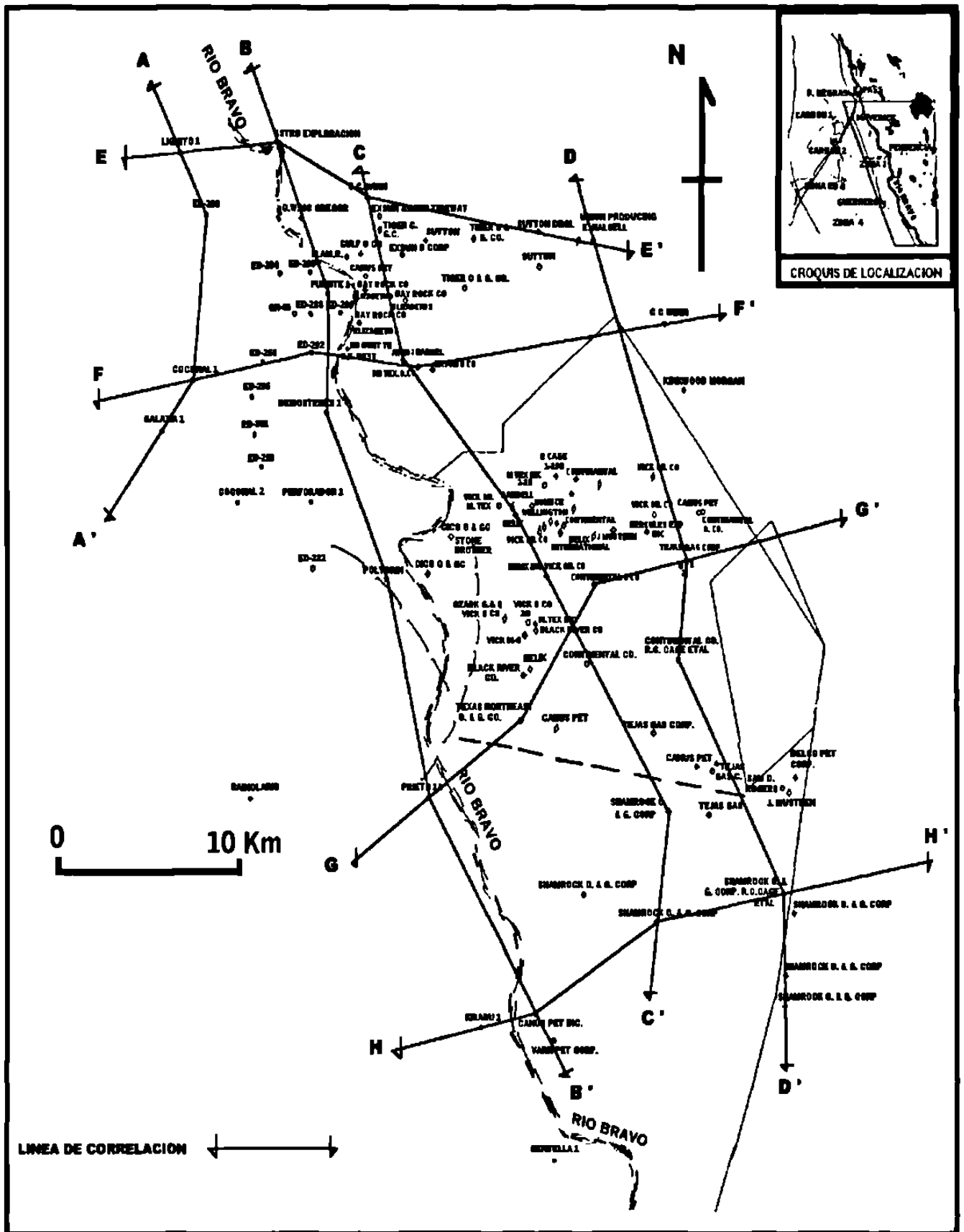


Fig. 6.7 Reticula trazada para correlaciones estratigráficas del área de estudio

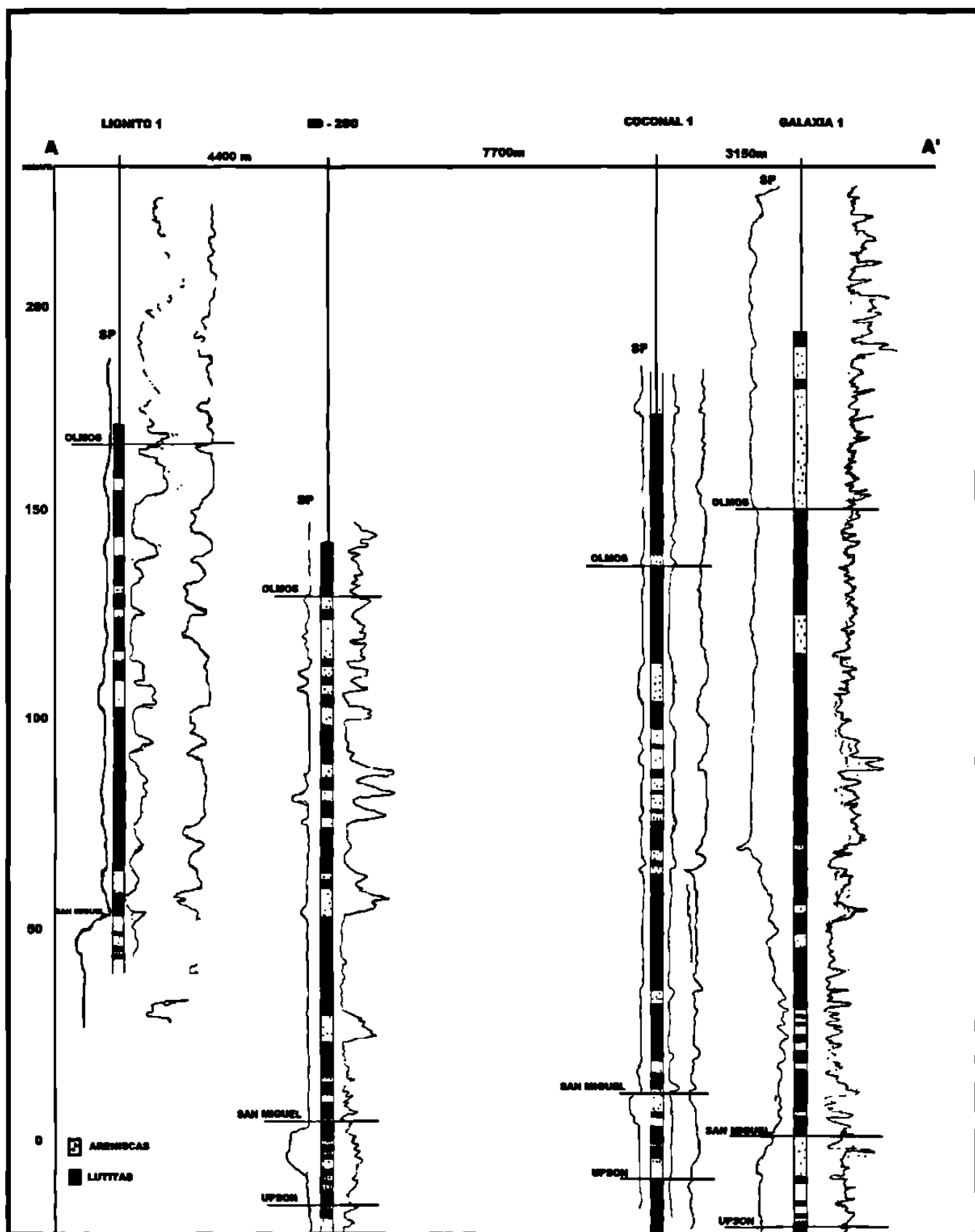


Fig. 6.8 Correlación estratigráfica de la sección A-A'

7. CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO

Por definición, las reservas son volúmenes técnica y económicamente explotables bajo condiciones actuales, mientras que los recursos, son estimaciones de la existencia de un volumen tal, que en la actualidad no son técnica o económicamente explotables o bien el grado de conocimiento del yacimiento es muy bajo. De acuerdo con Fettweiss (1979), los recursos son aquellas estimaciones en que el porcentaje de certeza es menor del 20% y son subdivididos en dos categorías: hipotéticas y especulativas. Por otro lado, las reservas son subdivididas en cuatro categorías:

Reservas probadas: es cuando se posee una retícula de exploración amplia con barrenos cada 200 a 250 metros.

Reservas probables: es cuando la retícula de exploración no esta cerrada completamente con barrenos cada 500 metros.

Reservas posibles: es cuando se tienen barrenos espaciados a cada 1000 metros.

Reservas inferidas: se tienen barrenos cada 10 kilómetros o más.

En México al igual que en muchos otros países, los criterios de designación de reservas y recursos son muy variados y va de acuerdo a las políticas adoptadas por las empresas tomando en cuenta principalmente el factor económico, que se ha manifestado ante todo, a la creciente demanda gradual pero firme de precios y costos.

Para calcular las reservas posibles de hidrocarburos de una manera global en la Subcuenca de Fuentes Río Escondido se procede empleando el método MIXGRID, el cual es un método utilizado por la Compañía Schlumberger y corresponde similarmente al método volumétrico. Teniendo delimitada la capa, estimada de la cima y la base del yacimiento, una simple sustracción de estas dos proporciona una estimación del espesor vertical verdadero en todo el campo. El siguiente paso es la estimación de la porosidad y la saturación de hidrocarburos en el área, siguiendo las mismas técnicas geostedísticas. Finalmente, el volumen original se consigue haciendo la siguiente integración:

$$V = A \int h (S_o)$$

V : Volumen de hidrocarburos

A : es el área del yacimiento

\emptyset : es la porosidad

h : es el espesor promedio de las capas

So : Saturación de hidrocarburos

DATOS OBTENIDOS EN LA SUBCUENCA FUENTES RIO ESCONDIDO

El área estimada en la zona de estudio es de aproximadamente 70 Km² y el valor de la porosidad promedio en las areniscas es del 23% (Dpto.C.F.E., 1994). El espesor de la Formación San Miguel varía hasta 30 metros y se toman en cuenta 3 metros que son el espesor promedio saturado por hidrocarburos de acuerdo a los resultados obtenidos por el Dpto. de la C.F.E. en las perforaciones realizadas hasta el momento. Para obtener la saturación de agua de una roca, Archie (1942), indica que es el cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por el agua entre el volumen total de poros y se expresa por:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{\text{volumen de agua} \quad [m^3 \text{ de agua}]}{\text{volumen total de poros} \quad [m^3 \text{ de poros}]}$$

La parte del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos, será la saturación de hidrocarburos (So), ya sea que se trate de aceite, gas o ambos fluidos.

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{[m^3 \text{ de hidrocarburos}]}{[m^3 \text{ de poros}]}$$

$$S_o = 1 - S_w$$

De acuerdo a los análisis de campo

$$A = 70 \text{ Km}^2$$

$$\emptyset = 23\%$$

$$h = 3.00 \text{ mts.}$$

$$S_w = 17\%$$

PROCEDIMIENTO:

$$V = 70 \text{ Km}^2 (23 \%) (3.00 \text{ m}) (1 - 0.17)$$

$$V = 70,000,000 \text{ m}^2 (0.23) (3.00\text{m}) (0.83)$$

$$V = 16,100,000 \text{ m}^2 (2.49 \text{ m})$$

$$V = 40,089,000 \text{ m}^3 \text{ de hidrocarburos}$$

$$V = 252,132,080 \text{ Barriles de hidrocarburos posibles en la zona.}$$

MODELO TRIDIMENSIONAL DEL YACIMIENTO DE LA FORMACION SAN MIGUEL EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO

Un modelo tridimensional presenta un panorama de la geometría del yacimiento en tres dimensiones. Por lo tanto se preparan secciones transversales, combinando dos o más secciones de la Formación San Miguel mostrando el yacimiento de interés y su continuidad a distancia.

En la Figura 7.1 se presenta el plano de isopacas de la Formación San Miguel y en la Figura 7.2 se plasman bloques isométricos en dos y tres dimensiones en dicha Formación

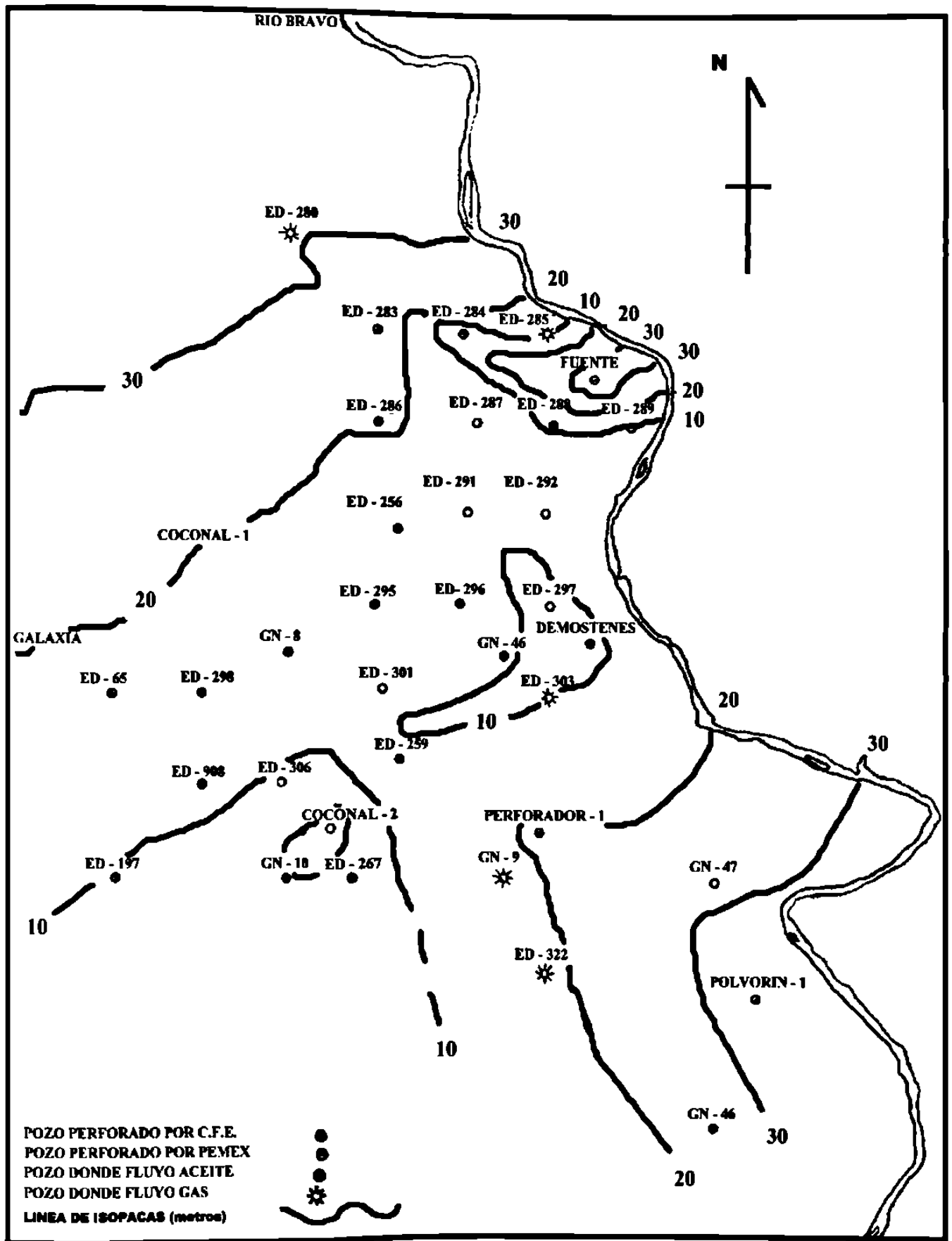


FIG. 7.1 Plano de isopacas de la Formación San Miguel
(Modificado de Rodríguez M.J.M., 1983)

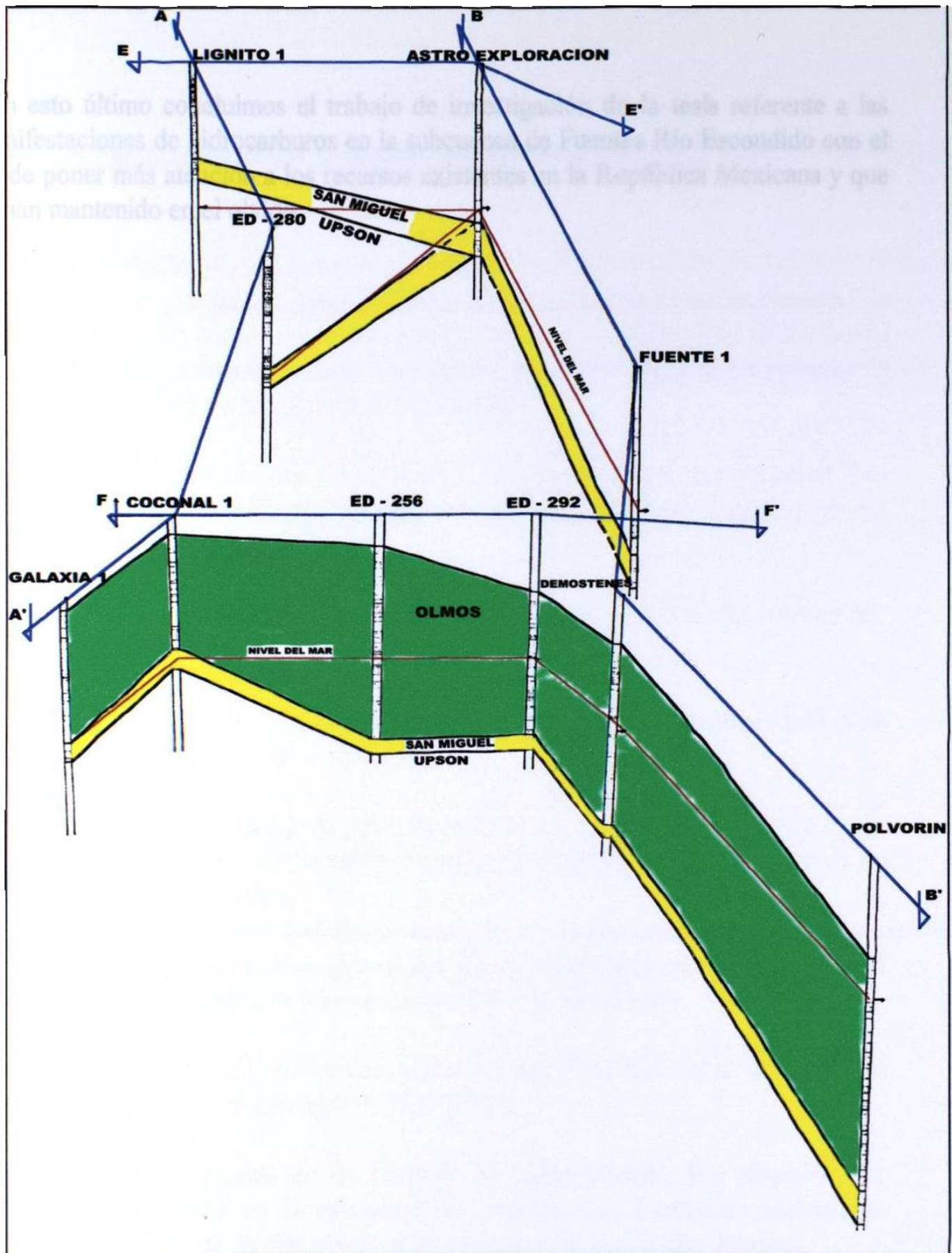


Fig. 7.2 Modelo tridimensional del yacimiento

Con esto último concluimos el trabajo de investigación de la tesis referente a las manifestaciones de hidrocarburos en la subcuenca de Fuentes Río Escondido con el fin de poner más atención a los recursos existentes en la República Mexicana y que se han mantenido en el olvido.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

De acuerdo a la investigación realizada en la subcuenca de Fuentes Río Escondido teniendo como base la información obtenida, la elaboración de diferentes configuraciones del área de estudio y las estimaciones realizadas de las reservas de hidrocarburos se llegó a las siguientes conclusiones:

- 1** La Formación productora de hidrocarburos corresponde a la Formación San Miguel y está constituida por areniscas que se relacionan a facie de frente deltáico.
- 2** La roca sello que impide la fuga de hidrocarburos y forma el límite superior del yacimiento corresponde a la Formación Olmos.
- 3** El tipo de trampa que sirve de reservorio al hidrocarburo en la zona ED-III y en la zona ED-IV es del tipo estratigráfico.
- 4** Los pozos exploratorios perforados en el área de estudio revelan lo somero a que se encuentran las areniscas de la Formación San Miguel y que va desde los 350 hasta los 500 metros.
- 5** La roca que se considera generadora de hidrocarburos en la subcuenca de Fuentes Río Escondido son las lutitas de la Formación Upson.
- 6** El tipo de aceite en la subcuenca de Fuentes Río Escondido es de una densidad de 0.8388 gr/cm^3 de tipo ligero (37.2° API).
- 7** De acuerdo al estudio de las reservas de hidrocarburos, la evaluación del potencial petrolero en la subcuenca de Fuentes Río Escondido asciende a $40,089,000 \text{ m}^3$ de aceite crudo equivalentes a 252,132,080 barriles.

RECOMENDACIONES:

- 1** Debido a la importancia que tienen las diferentes etapas de explotación de un campo y la necesidad de obtener buenos resultados en cada una de ellas, se recomienda utilizar información geológica correspondiente a cada etapa y es indispensable que empresas responsables de la explotación de yacimientos petrolíferos como PEMEX y el IMP, cuenten con una unidad de trabajo que se dedique exclusivamente a la realización de estudios en detalle de geología de explotación para contar con información suficiente y oportuna para apoyar la explotación del campo.
- 2** Se recomienda programar la perforación de pozos con un espaciamiento de 250 metros entre cada uno de ellos para la explotación de dicho yacimiento.
- 3** Como una observación muy particular del yacimiento de la subcuenca de Fuentes Río Escondido, me tomo la libertad de expresarles lo conveniente que sería que PEMEX concesionara la zona de explotación a la iniciativa privada con el fin de aprovechar este recurso y evitar al máximo que Compañías del Estado Americano de Texas, puedan estar extrayendo el hidrocarburo con técnicas de pozos direccionales.

BIBLIOGRAFIA

Archie G.E. (1942) The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Petroleum Transactions A.I.M.E.

Asquith G. and Gibson CH. (1978) Basic Well Log Analysis for Geologists. A.A.P.G. Tulsa, Oklahoma.

Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M. (1984) Explotación Petrolera en México. Edición Especial Schlumberger.

Barker C. (1979) Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. Cuarta Impresión. University of Tulsa, Oklahoma.

Beckman H., Wiley J. and Sons. (1976) Geological Prospecting of Petroleum. Geology of Petroleum. New York - Toronto.

Belousov V.V. (1979) Geología Estructural. Segunda Edición. Editorial Mir Moscú. U.R.S.S.

Bjorlykke K. (1984) Sedimentology and Petroleum Geology. Tomo I. Springer-Verlang Berlín heidelberg. Printed in Germany.

Blyth F.G.H. and Freitas M.H. (1989) Geología para Ingenieros. Primera Edición. CECSA. México, D.F.

C.F.E. (1987) Informe Geológico de la Subcuenca de Fuentes Río Escondido. Consejo de Recursos Minerales. Monografía del Estado de Coahuila.

C.F.E. (1994) Apuntes y datos de Archivo. Sala de Archivo del Dpto. de Estudios Carboníferos de Piedras Negras, Coahuila.

Coleman J.M. and Gagliano (1964) Cyclic Sedimentation in the Mississippi River Deltaic Plain. Gulf Coast A. G.S.T. Vol. 14.

Compañía Schlumberger. (1973) Registro de Pozos. Edición Especial Schlumberger. México, D.F.

Desbrandes R. (1968) Theorie et Interpretation de Diagraphies. Edition Technip, París.

- Dumble E.T. (1892) Estudio Geológico del área de Santa Clara y Tonichi, Sonora.
- Dunbar C.O. and Rodges J. (1979) Principios de Estratigrafía. Sexta Impresión. Compañía Editorial Continental S.A., México, D.F.
- Fettweiss G.B. (1979) "World Coal Resources" Methods of Assessment and Results. Verlag Gluckauf, Germany.
- Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H. (1969) Delta Systems in the Exploration for Oil and Gas. Research Colloquium. University Texas, U.S.A.
- Flores Galicia E. (1984) Resultados de la Exploración de las Cuencas Cretácicas del Distrito Sabinas – Monclova, Estado de Coahuila. Programa Nacional de Exploración del Carbón.
- Hinojosa G.A. (1991) Exploración Petrolera. Archivo de PEMEX Edificio Aguila.
- Humphrey W.E. (1956) Tectonic Framework of Northeast México. Gulf Coast Assoc. Geol. Socs., Trans. Vol. 6.
- Hill R.T. (1887) Preliminary notes on the Topography and Geology of northern Mexico and southwest Texas and New Mexico. Amer Geologist Vol. 8.
- IMP (1988) Edición Especial Geoquímica del Petróleo. Distrito Altamira PEMEX.
- Krumbein W.C. and Sloss L.L. (1979) Stratigraphy and Sedimentation. Second Edition. Department of Geology, Northwestern University.
- Lajous Vargas A. (1999) Ingeniería Petrolera. AIPM. Vol. XXXIX. México, D.F.
- Leeder M.R. (1991) Sedimentology Process and Product. Sixth Impression. Published by Chapman & Hall. Boundary Row, London.
- López Ramos E. (1979) Geología General. Tomo I. Sexta Edición. México, D.F.
- López Ramos. E. (1980) Geología de México. Tomo II. Segunda Edición. México, D.F.
- Morgan J.P. (1970) Deltaic Sedimentation Modern and Ancient. Special Publication No. 15. Tulsa, Oklahoma.

Press F. And Siever R. (1998) Understanding Earth. Second Edition. By W.H. Freeman and Company. U.S.A.

Rodríguez M.J.M. (1980) Apuntes y Materiales de PEMEX. Poza Rica, Veracruz.

Rodríguez M.J.M. (1982) Particularidades Geotérmicas de los Ciclos Generadores de Hidrocarburos en la Plataforma el Burro Picachos y su Influencia en la Formación de Aceite y de Gas. *Petróleo Internacional*, No. 11. Tulsa, Oklahoma.

Rodríguez M.J.M. (1983) Potencial Petrolero de las Areniscas Deltáicas de la Formación San Miguel del Cretácico Superior en la Zona "ED" en la Región de Piedras Negras, Coahuila. Informe Geológico para la C.F.E. Piedras Negras, Coahuila.

Rodríguez M.J.M. (1985) Relación del Gradiente Geotérmico en la Concentración de Sólidos Totales Disueltos en Acuíferos Calcáreos en la Zona Refugio – Remolino, Zaragoza, Coahuila. Primer Simposium de Zonas Aridas. Universidad de Chihuahua, México.

Rodríguez M.J.M. (1985) Areniscas Deltáicas en la Formación San Miguel de la Cuenca Maverick. *International Oil*. No. 4. Tulsa, Oklahoma.

Rodríguez M.J.M. (1985) Presencia de Hidrocarburos en las Zonas de Carbón en la Subcuenca de Fuentes Río Escondido. Primer Simposium Internacional del Carbón. Piedras Negras, Coahuila.

Rudel A. (1979) Geología, las Ciencias Naturales. Segunda Edición. Editorial Montaner y Simón S.A. Barcelona, España.

Rueda Gaxiola J. (1985) El Estudio del Carbón como base de Nuevas Técnicas de Exploración Petrolera. Primer Simposium Internacional del Carbón. Piedras Negras, Coahuila.

Scruton P.C. (1960) Delta Building and the Deltaic Sequence, In Shepard. *Recent Sediments, Northwest Gulf of México*. Tulsa, Oklahoma.

Tyler N. and ambrose W.A. (1986) Depositional Systems and Oil and Gas Plays in the Cretaceous Olmos Formation South Texas. Bureau of Economic Geology. University of Texas at Austin.

Van Krevelen D.W. (1961) Coal. Elsevier Publishing Co.

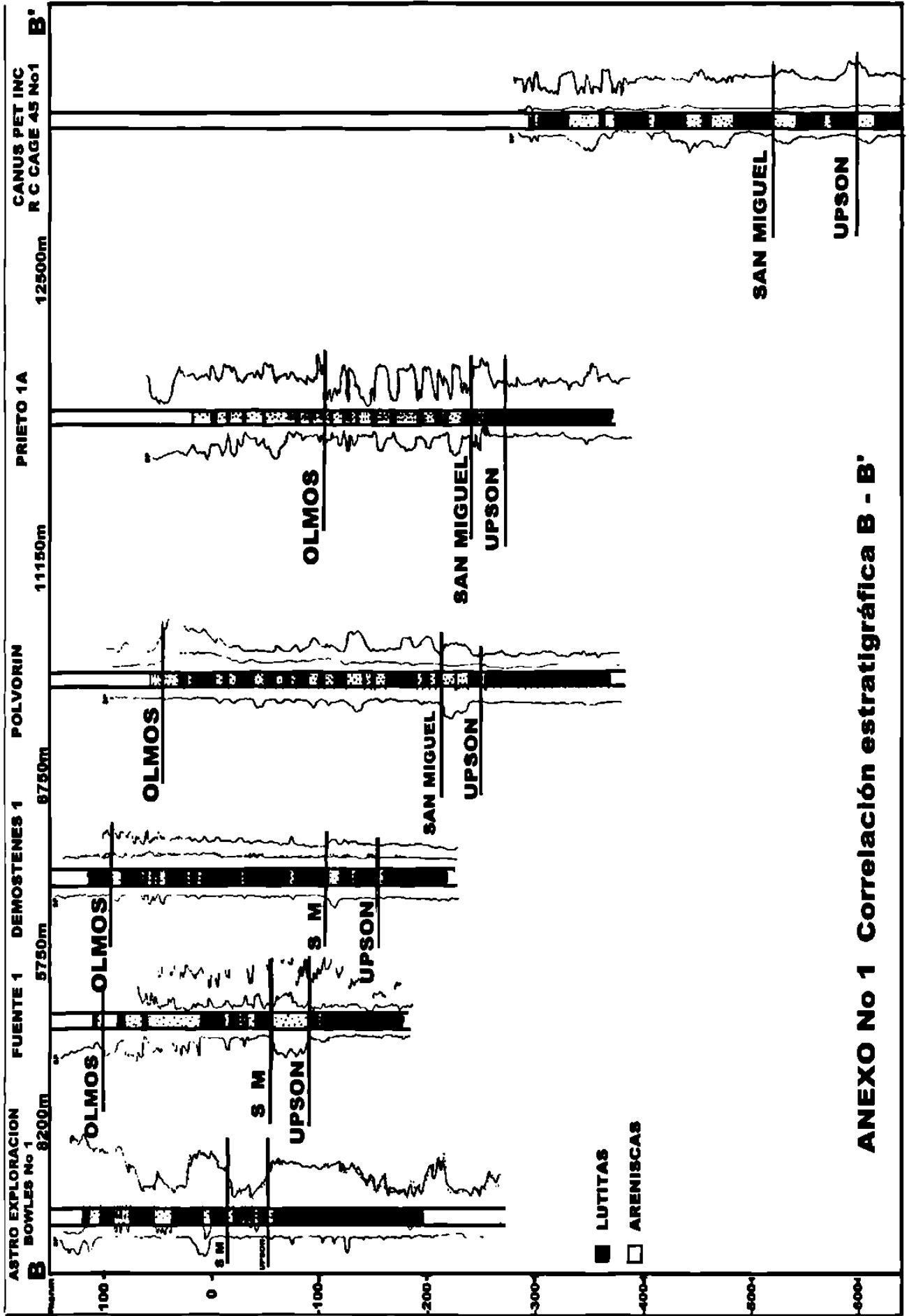
Velázquez E. (1990) Tectónica de Placas. Informe Geológico. PEMEX Distrito Norte Poza Rica, Veracruz.

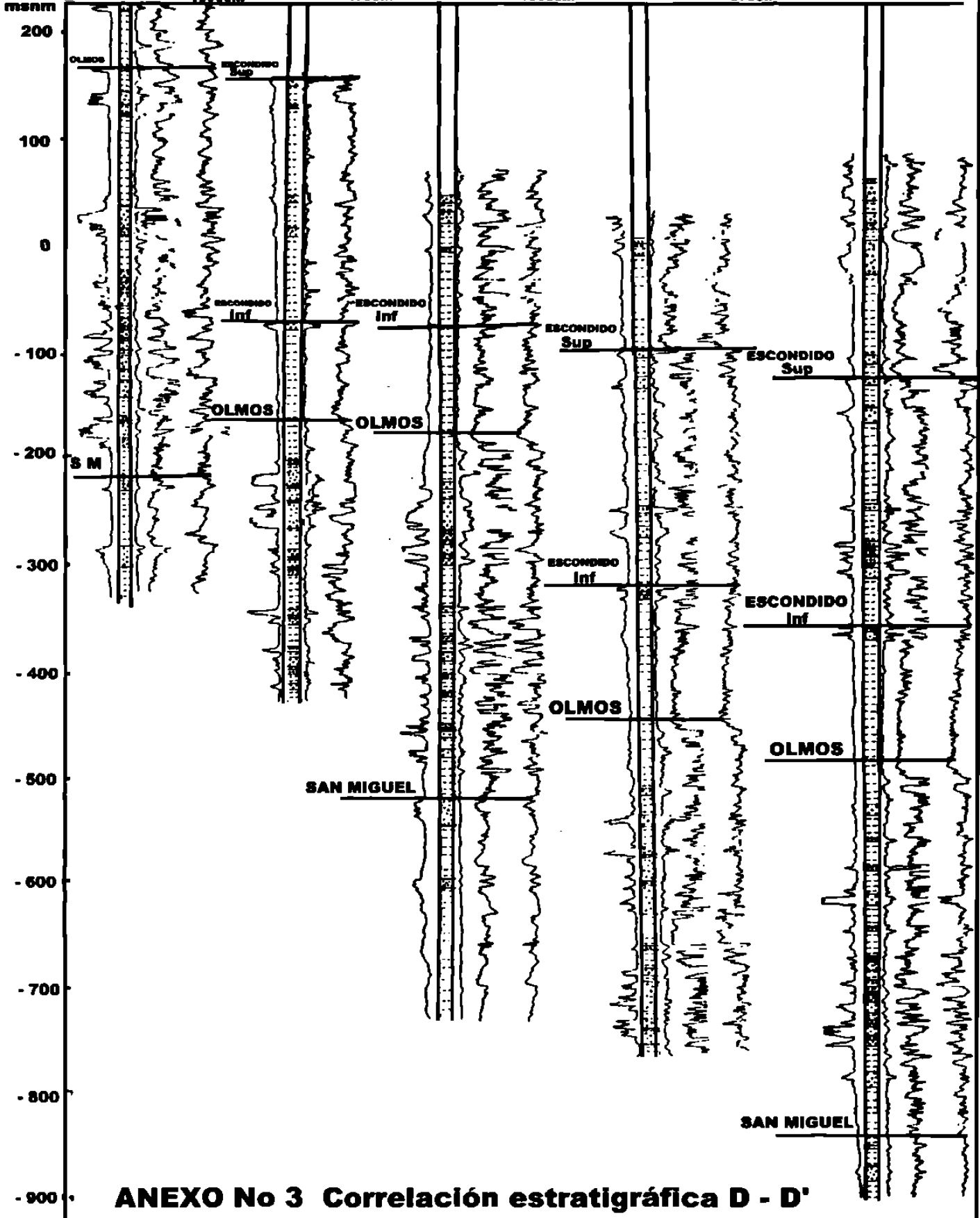
Velázquez E. (1992) Geología de México. Informe Geológico Cuenca Tampico – Misantla. PEMEX Distrito Norte Poza Rica, Veracruz.

Verdugo D.F. (1985) Informe Geológico de la Cuenca Carbonífera Fuentes Río Escondido. Dpto. de Estudios Carboníferos C.F.E. México, D.F.

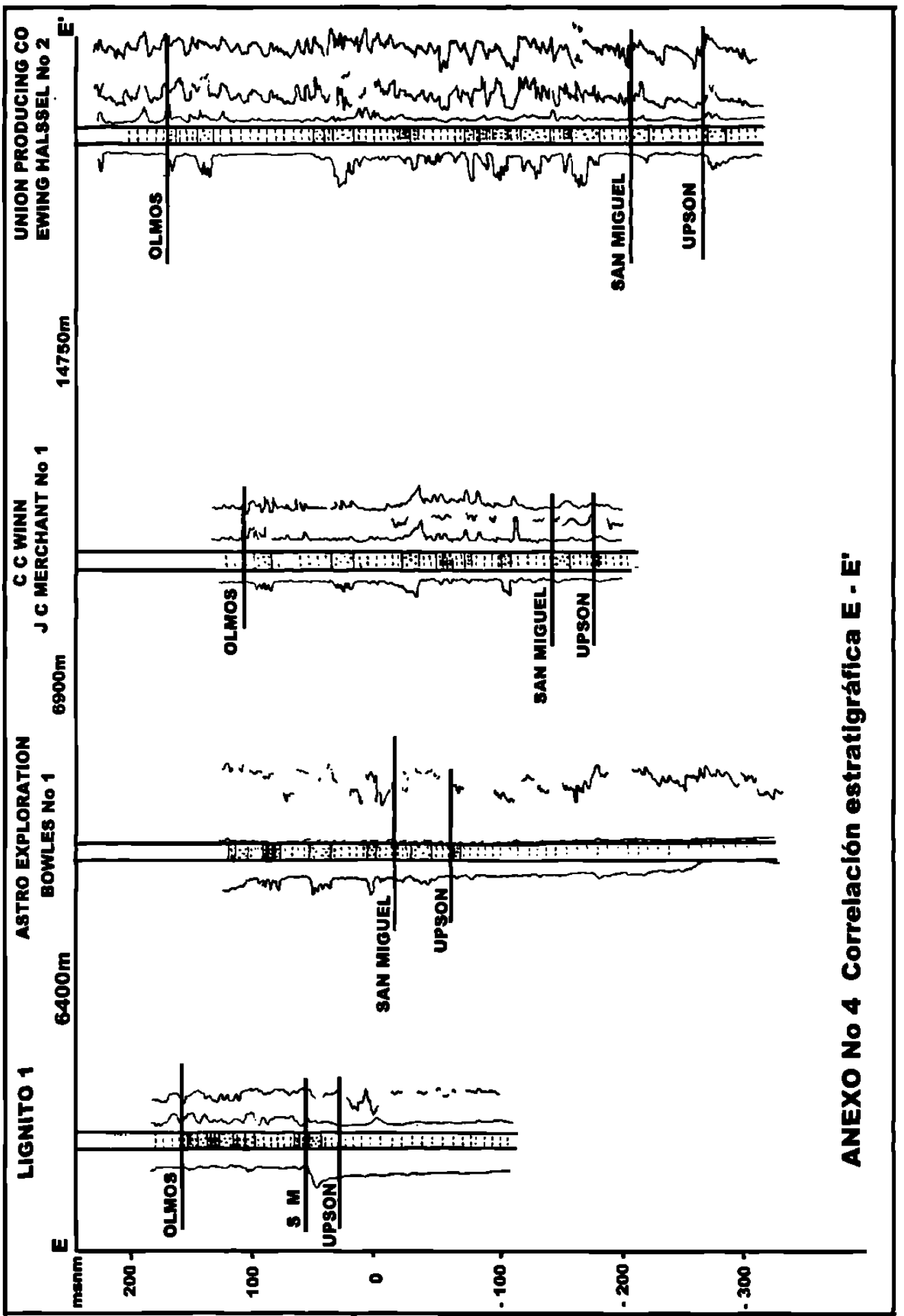
Verdugo D.F. y Ariciaga M.C. (1985) Informe Geológico de la Cuenca Carbonífera Fuentes Río Escondido. Dpto. de Estudios Carboníferos C.F.E. México, D.F.

Villamar V.M. (1983) Geología de Explotación. Proyecto D-5101 Gerencia de Desarrollo de Yacimientos IMP.

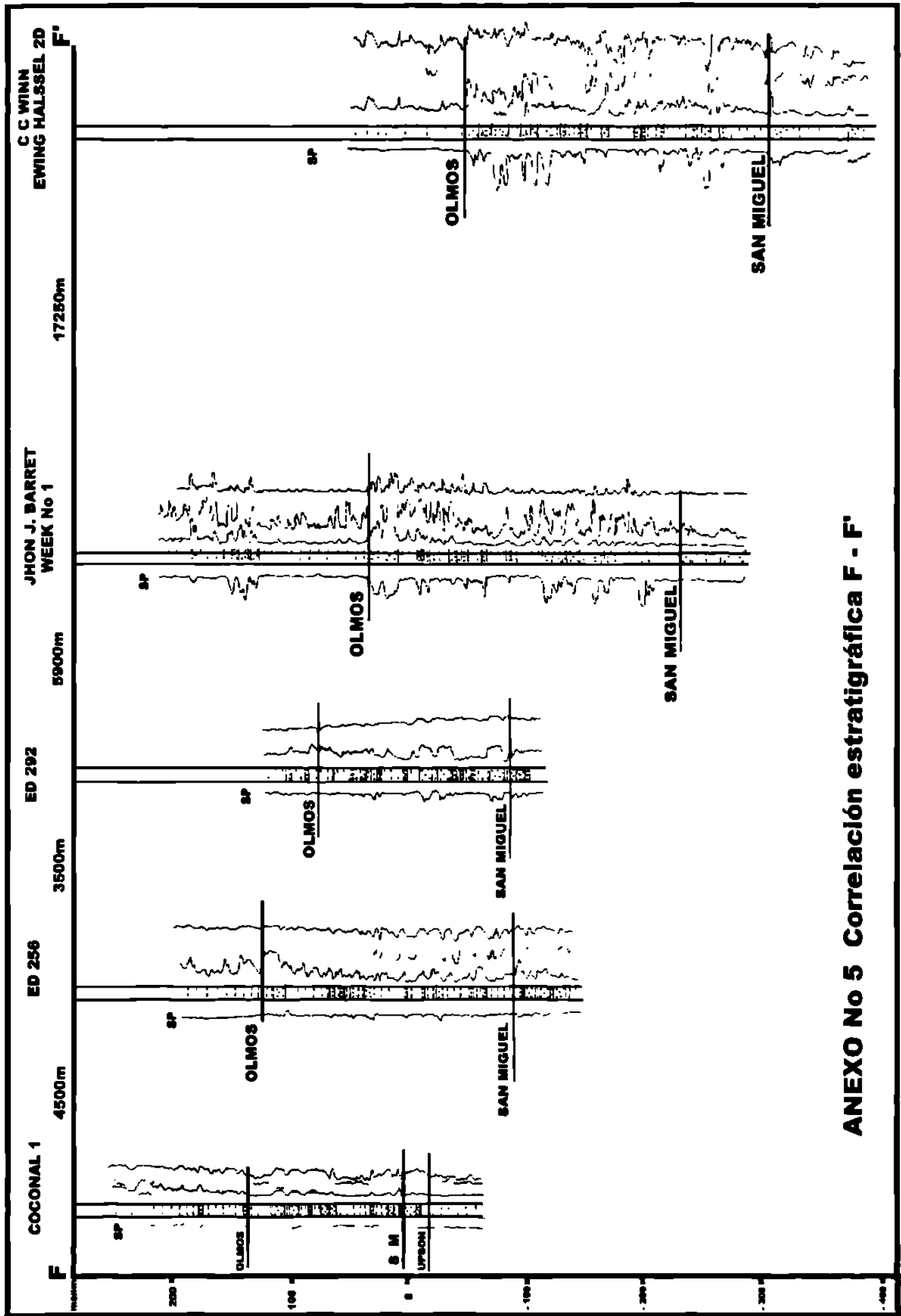




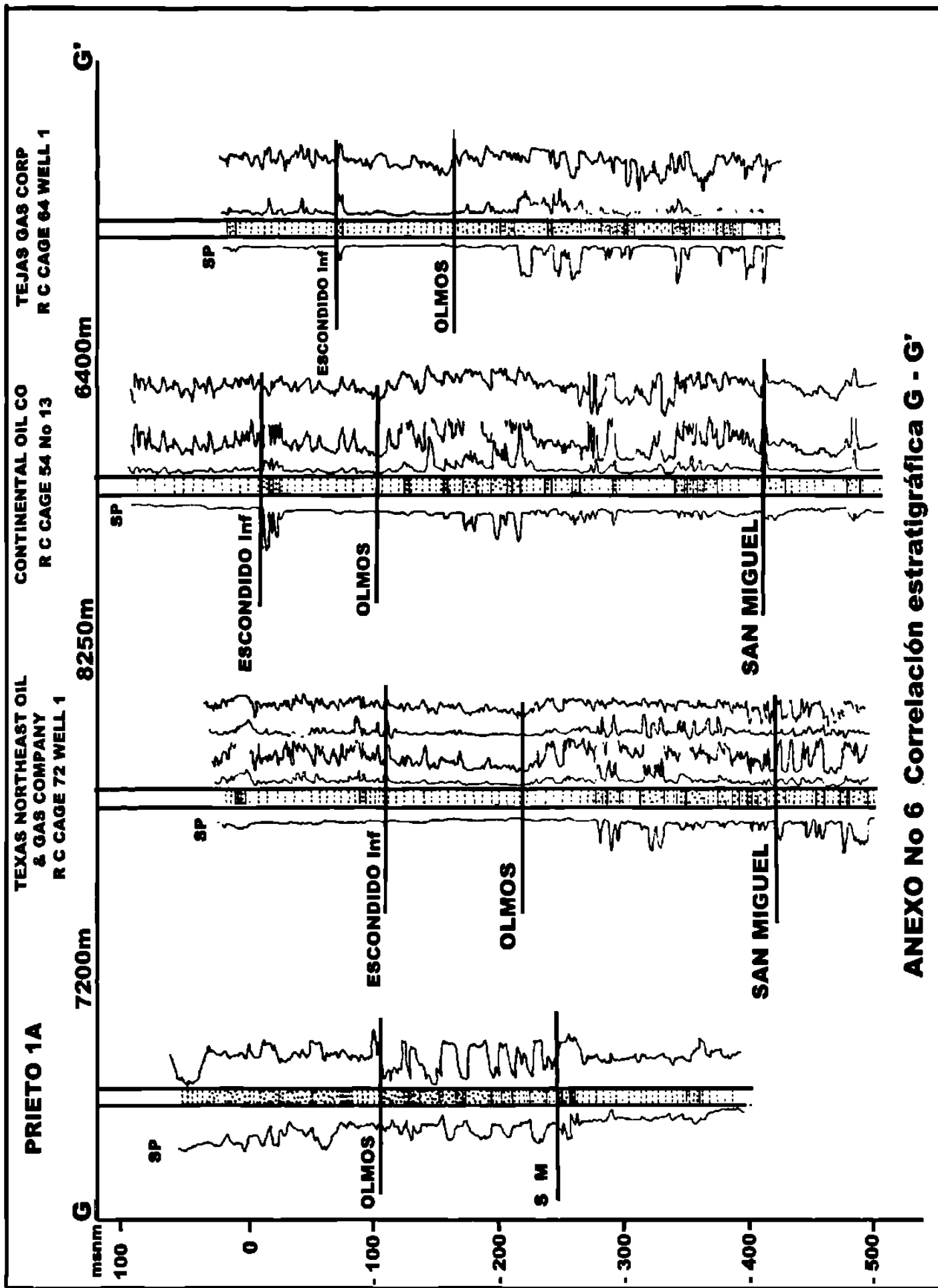
ANEXO No 3 Correlación estratigráfica D - D'



ANEXO No 4 Correlación estratigráfica E - E'



ANEXO No 5 Correlación estratigráfica F - F'



ANEXO No 6 Correlación estratigráfica G - G'



