

36
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



**MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN AMBIENTE
DELTAICO, DE LA FORMACION SAN MIGUEL
EN LA SUBCUENCA FUENTES RIO ESCONDIDO,
NORESTE DE MEXICO.**

TESIS

**PARA OPTAR POR EL TITULO DE
MAESTRO EN CIENCIAS GEOLOGICAS.**

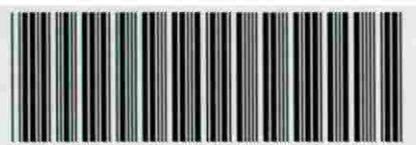
PRESENTA:

ING. MARCIAL MARTIN VEJAR HERNANDEZ

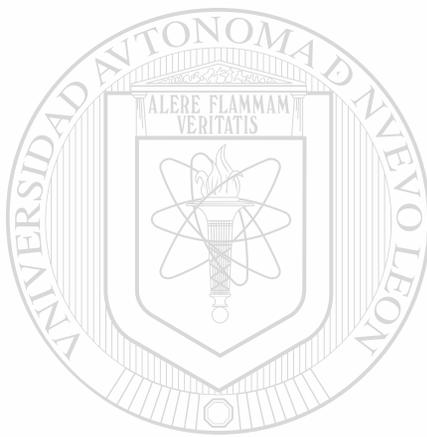
LINARES, NUEVO LEON.

NOVIEMBRE DE 1998.

TM
QE389
.8
.V4
c.1



1080095045

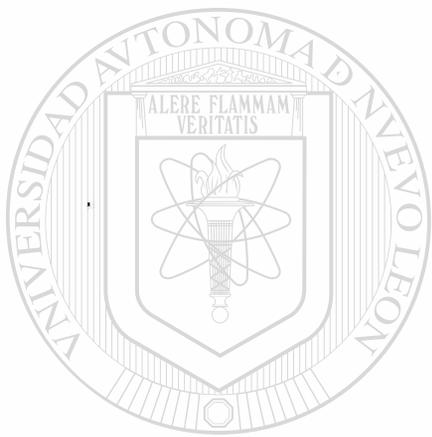


UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



UNANL



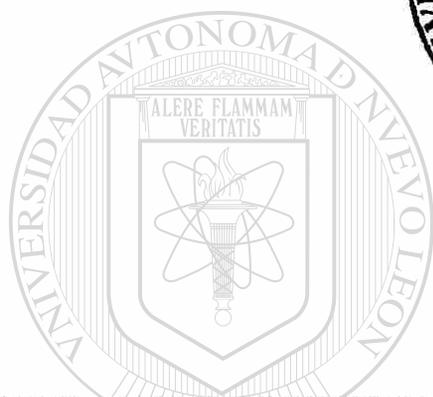
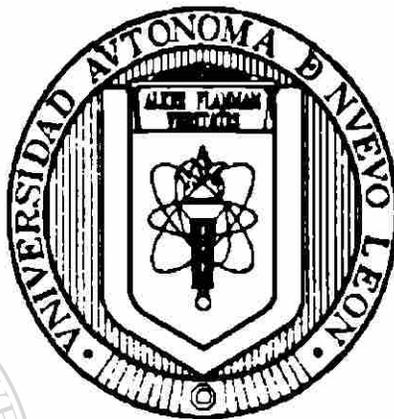
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

®

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



**MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN AMBIENTE
DELTAICO, DE LA FORMACION SAN MIGUEL
EN LA SUBCUENCA FUENTES RIO ESCONDIDO,
NORESTE DE MEXICO.**

TESIS

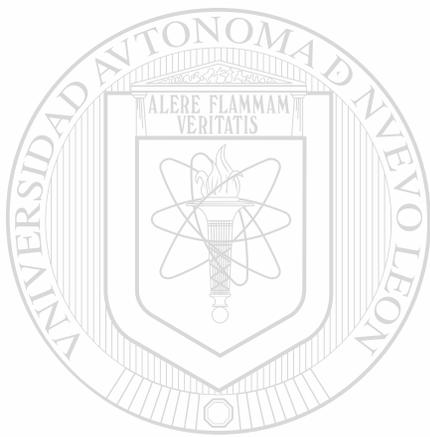
**PARA OPTAR POR EL TITULO DE
MAESTRO EN CIENCIAS GEOLOGICAS.**

P R E S E N T A :

ING. MARCIAL MARTIN VEJAR HERNANDEZ

LINARES, NUEVO LEON.

NOVIEMBRE DE 1998.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

BUR
2017
UANL
FONDO
TESIS MAESTRIA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA

MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN AMBIENTE DELTAICO, DE LA FORMACION SAN MIGUEL EN LA SUBCUENCA FUENTES RIO ESCONDIDO, NORESTE DE MEXICO



TESIS

**PARA OPTAR POR EL TITULO DE MAESTRO EN CIENCIAS
GEOLOGICAS**

PRESENTA:

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
ING. MARCIAL MARTIN VEJAR HERNANDEZ

Vo. Bo. ASESOR

Dr. Juan Manuel Rodríguez Martínez



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



La tesis

**MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN AMBIENTE
DELTÁICO, DE LA FORMACIÓN SAN MIGUEL EN LA
SUBCUENCA FUENTES RÍO ESCONDIDO,
NORESTE DE MÉXICO**

elaborada por

ING. MARCIAL MARTÍN VEJAR HERNÁNDEZ

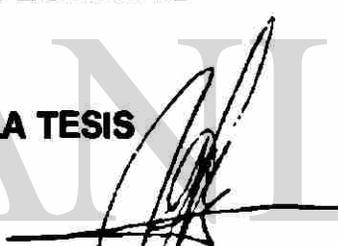
ha sido aceptada como requisito parcial para optar al grado académico de

MAESTRO EN CIENCIAS GEOLÓGICAS

COMITÉ DICTAMINADOR DE LA TESIS



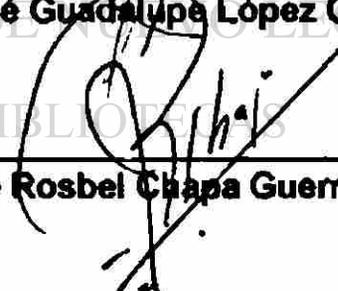
Dr. Juan Manuel Rodríguez Martínez



Dr. José Guadalupe López Oliva



Dr. Héctor de León Gómez



Dr. José Rosbel Chapa Guerrero



M.C. Daniel Garza Rocha

Vo.Bo.



Dr. Guillermo Javier Castro Larragoitia
Subdirector de la División de Estudios de Posgrado

DEDICATORIA

Agradezco a Dios y a la Virgen de Guadalupe él permitirme llegar a esta fase de mi vida y me permita seguir avanzando en la consecución de más objetivos.

El presente trabajo lo dedico especialmente a mis padres Marcial Véjar Chavez y Teresa Hernández Ayala por haberme ayudado a concluir mis estudios que además de su cariño son la mejor herencia que pude haber recibido de su parte.

A mis hermanos Lucy, Tere, Rosa, Socorro, Chuy, José, Salvador, Pina y Luis por su afecto y apoyo incondicional que me han brindado siempre en las buenas y en las no tan buenas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

A mi esposa Lupe y a mis hijos Marcial y Mariana les brindo una dedicatoria especial por el amor tan grande que he recibido de ustedes y darme la fuerza necesaria para poder concluir este trabajo.

Al Dr. Juan Manuel Rodríguez Martínez por dedicarme su tiempo y apoyarme siempre para concluir con éxito el presente estudio.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a todas aquellas personas que con sus opiniones, sugerencias y muestras de apoyo enriquecieron el contenido y la elaboración del presente trabajo de tesis de Maestría.

Al Dr. Juan Manuel Rodríguez Martínez (asesor principal), que con su paciencia y por su siempre incondicional apoyo no tengo palabras para agradecerle todo el trabajo, tiempo y esfuerzo dedicado a la presente tesis y a mí persona, por lo tanto, la tesis se la debo a usted. Mil gracias.

Al Dr. José Guadalupe López Oliva (co-asesor), por su ayuda y por sus valiosas sugerencias al presente trabajo tiene mi agradecimiento especial.

Gracias al Dr. Héctor de León Gómez, por haberme motivado a ingresar a la Facultad y seguir creciendo profesionalmente con la especialidad de Maestría y además ser parte del comité de revisión de tesis.

Gracias al Dr. José Rosbel Chapa y al Dr. Daniel Garza Rocha miembros del comité de revisión de tesis por sus aportaciones dadas al presente trabajo y por las enseñanzas que en clases me transmitieron durante la estancia en la Facultad.

A mis compañeros de Maestría Jorge, Nacho, Efraín, Beto, Alejandra, Uriel, Salvador, Jasso y Olivia por la amistad que me brindaron en la Facultad.

Al Colegio de la Frontera de Piedras Negras, por la ayuda recibida en las practicas de campo.

Por los valiosos datos proporcionados del área de estudio, agradezco al Departamento de la Comisión Federal de Electricidad de base en Piedras Negras, Coahuila.

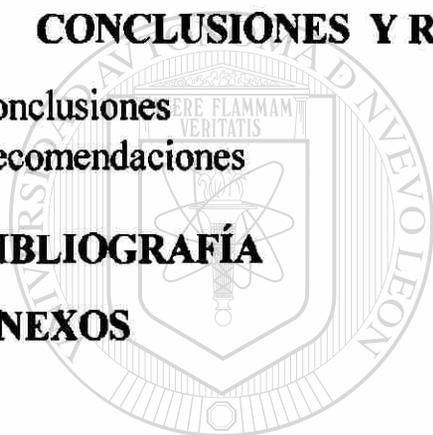
A los maestros investigadores de la Facultad de Ciencias de la Tierra que de una o de otra manera me apoyaron para alcanzar este objetivo. Gracias a todos.

CONTENIDO

	Pag.
CONTENIDO	i
INDICE DE FIGURAS Y ANEXOS	ii
LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS	iii
RESUMEN	01
1. INTRODUCCION	03
Objetivos y métodos	03
Historia del petróleo y su desarrollo en México	04
2. GENERALIDADES	11
Localización geográfica	11
Fisiografía	11
Geomorfología	12
Clima y vegetación	15
Marco estructural	17
Estratigrafía y sistemas de depósito	19
3. HISTORIA DEPOSITACIONAL EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RÍO ESCONDIDO	40
4. GEOLOGIA DEL PETROLEO	45
Parámetros para la formación de hidrocarburos	46
a) Tipo de materia orgánica	46
b) Presión y temperatura	50
c) Soterramiento de la cuenca	51
d) Tiempo geológico	51

Tipos de rocas que constituyen un reservorio	53
Información geológica necesaria para la explotación de los yacimientos	54
Características geológicas regionales	54
a) Sedimentológicas	54
b) Estratigráficas	55
c) Estructurales	59
Características geológicas locales	59
a) Tipo de trampa almacenadora	59
b) Litología y zonificación	61
c) Tipo de límites	61
d) Geometría	61
e) Profundidad, relieve estructural y buzamiento	62
f) Heterogeneidad de la roca	62
g) Distribución original de fluidos	62
Etapas de explotación	63
Perforación y desarrollo de campos	63
Evaluación de yacimientos	66
Recuperación de hidrocarburos	66
simulación numérica de yacimientos	68
5 SISTEMAS DE DELTA Y DEPOSITACION DELTAICA	70
Formación de deltas	71
El ciclo deltáico	71
Deltas altamente constructivos	73
Deltas altamente destructivos	75
Facie de frente deltáico	77
Facie de planicie deltáica	79
Facie de prodelta	79
6. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS, ASOCIADOS A FACIE DELTÁICA	81
Perforación de pozos	81
Descripción de núcleos	85
Interpretación de registros geofísicos de pozos	86
Análisis o estudios cualitativos	89
Análisis o estudios cuantitativos	90

Registro de SP	90
Registro de resistividades	90
Registro de porosidad	91
Registro gama-gama	91
Carta estructural a la cima de la Formación San Miguel	92
Carta estructural a la cima de la Formación Olmos	92
Mapa de correlación estratigráfica	92
7 CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	97
Tipo de reservas de hidrocarburos	97
Modelo tridimensional del yacimiento	99
8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
Conclusiones	103
Recomendaciones	104
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	109



UANL

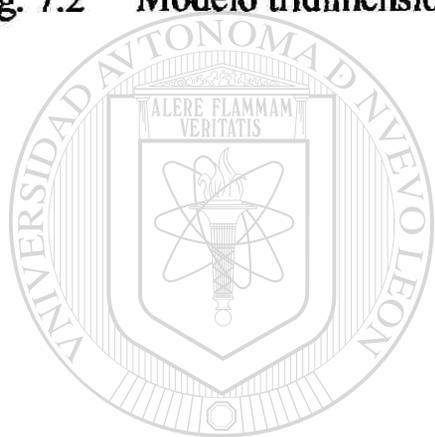
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN[®]
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

INDICE DE FIGURAS, FOTOGRAFIAS Y ANEXOS

Fig. 1.1	Carta de los campos petroleros de la Faja de Oro y del distrito Poza Rica	07
Fig. 1.2	Ubicación de los campos Bermúdez, Sitio Grande y Cactus en los Estados de Tabasco y Chiapas	08
Fig. 1.3	Campos productores del Mesozoico Chiapas - Tabasco	09
Fig. 1.4	Distribución de la producción de aceite	09
Fig. 1.5	Principales cuencas de hidrocarburos en la República Mexicana y las unidades tectónicas que la circundan	10
Fig. 2.1	Localización de la subcuenca de Fuentes Río Escondido Noreste de México	12
Fig. 2.2	Croquis de localización de la subcuenca Fuentes Río Escondido	13
Fig. 2.3	Cartografía del Distrito Fuentes Río Escondido	14
Fig. 2.4	Provincias fisiográficas de la República Mexicana	15
Fig. 2.5	Marco estructural de la cuenca Maverick	18
Fig. 2.6	Columna estratigráfica de la subcuenca de Fuentes Río Escondido	20
Fig. 3.1	Elementos paleogeográficos durante el Jurásico, en noreste de México	35
Fig. 4.1	Sección esquematizada del origen del petróleo	45
Fig. 4.2	Diagrama de Van Krevelen en la clasificación del Kerógeno	47
Fig. 4.3	Diagrama de características ópticas y químicas de tipos de Kerógeno	48
Fig. 4.4	Diagrama de clasificación de los bitúmenes	50

Fig. 4.5	Formas esquemáticas de tipos de estructuras sedimentarias	56
Fig. 4.6	Influencia de la posición del nivel del mar en el tamaño de los granos de un cuerpo arenoso	57
Fig. 4.7	Variación de algunas características en un perfil regresivo	58
Fig. 4.8	Trampas geológicas estructurales, estratigráficas y combinadas	60
Fig. 4.9	Casos teóricos de desarrollo de campos	65
Fig. 4.10	Casos de estructura geológica con acumulación de hidrocarburos	65
Fig. 5.1	Tipos básicos de deltas altamente constructivos y destructivos	72
Fig. 5.2	Migración hacia el mar de ambientes depositacionales en deltas altamente constructivos	73
Fig. 5.3	Diagrama esquematizado de la distribución de unidades esqueléticas elongada y lobulada	74
Fig. 5.4	Delta elongado, altamente constructivo del moderno Mississippi	75
Fig. 5.5	Distinguiendo características geométricas y sedimentarias de depósitos de barra digitada	76
Fig. 5.6	Modelo esquelético de deltas destructivos	77
Fig. 5.7	Procesos del frente deltáico	78
Fig. 6.1	Localización de las zonas ED-III y ED-IV productoras de aceite	82
Fig. 6.2	Diagrama esquematizado de un pozo direccional que pudiera estar presente en el área de estudio	84
Fig. 6.3	Pozos perforados en ambos lados de la frontera	87

Fig. 6.4	Descripción de un núcleo tipo, subcuenca de Fuentes Río Escondido	88
Fig. 6.5	Carta estructural a la cima de la Formación San Miguel	93
Fig. 6.6	Carta estructural a la cima de la Formación Olmos	94
Fig. 6.7	Retícula trazada para correlaciones estratigráficas del área de estudio	95
Fig. 6.8	Correlación estratigráfica de la sección A - A'	96
Fig. 7.1	Plano de isopacas de la Formación San Miguel	100
Fig. 7.2	Modelo tridimensional del yacimiento	101



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Foto No 1	Afloramiento de la Formación Georgetown en el Río Bravo	21
Foto No 2	Límite del contacto transicional Del Río – Buda, afloramiento al terminar la carretera Piedras Negras - Acuña a la entrada de Cd. Acuña, Coahuila.	22
Foto No 3	Afloramiento de la Formación Buda, a un costado de la carretera Piedras Negras – Acuña, a 3 Km de la entrada de Cd. Acuña, Coahuila.	24
Foto No 4	Afloramiento de la Formación Eagle Ford, a un costado de la carretera estatal Piedras Negras – Acuña en el Km 21	25
Foto No 5	Afloramiento de la Formación Austin, en el Km 15 de la carretera Piedras Negras – Acuña, en el río San Diego, Coahuila.	26
Foto No 6	Amonites de regular tamaño en la Formación Austin en río San Diego, Coahuila.	27
Foto No 7	Afloramiento de la Formación Upson en el río Bravo	28
Foto No 8	Afloramiento de la Formación San Miguel al costado derecho del CERESO de Piedras Negras, Coahuila.	30
Foto No 9	Afloramiento de la Formación San Miguel en contacto con la Upson (Km 8 de la carretera estatal Piedras Negras – Acuña)	31
Foto No 10	Mantos de carbón en la base de la Formación Olmos que aflora en el Tajo No. 2 de MICARE	33
Foto No 11	Explotación del carbón en la Formación Olmos en Tajo No. 1 por MICARE	34
Foto No 12	Afloramiento de la Formación Olmos en su parte superior, en donde se observan paquetes de areniscas fluviales sobre lutitas grises. Se localiza a la entrada principal de la Cd. de Piedras Negras, Coahuila.	35

Foto No 13	Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se presenta una intercalación de lutitas y areniscas con un echado de 03°, buzamiento NW-SE 25°	36
Foto No 14	Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se observan huellas de oleaje y horadaciones de gusanos en una arenisca de grano grueso	37
Foto No 15	Afloramiento del conglomerado Sabinas – Reynosa, el cual se localiza a 28° 17' 57'' de latitud Norte y 100° 22' 91'' de longitud Oeste	38
Foto No 16	Afloramiento del conglomerado Sabinas – Reynosa. El contacto muestra arenas finas con gravas cementadas por CaCO₃	39
Foto No 17	Pozo cementado PN-14, Ejido San Vicente, Coahuila.	83
Foto No 18	Replica de la UBM balancín “NATIONAL”, usado en el sur de Texas, USA.	85
Foto No 19	Almacenamiento de núcleos en el laboratorio de la C.F.E. con base en Piedras Negras, Coahuila.	86
Anexo No 1	Correlación estratigráfica B - B'	109
Anexo No 2	Correlación estratigráfica C - C'	110
Anexo No 3	Correlación estratigráfica D - D'	111
Anexo No 4	Correlación estratigráfica E - E'	112
Anexo No 5	Correlación estratigráfica F - F'	113
Anexo No 6	Correlación estratigráfica G - G'	114
Anexo No 7	Correlación estratigráfica H - H'	115

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

ED	: EDMUNDO DIAZ
PN	: PIEDRAS NEGRAS
API	: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE
CFE	: COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PEMEX	: PETROLEOS MEXICANOS
MICARE	: MINERA CARBONIFERA RIO ESCONDIDO
CERESO	: CENTRO DE REHABILITACION SOCIAL
IMP	: INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
SP	: POTENCIAL ESPONTANEO
Rxo	: RESISTIVIDAD DE LA ZONA BARRIDA
Sw	: SATURACION DE AGUA
So	: SATURACION DE ACEITE
UBM	: UNIDAD DE BOMBEO MECANICO

RESUMEN

La subcuenca de Fuentes Río Escondido forma parte de lo que es la gran cuenca de Maverick, la cual abarca la parte sur del Estado de Texas, USA y se interna en la zona noreste del Estado de Coahuila, México. Es una zona con un potencial petrolero importante en las areniscas de la Formación San Miguel, específicamente en las zonas ED-III y ED-IV. El desarrollo y la exploración de hidrocarburos en dichas zonas, son de gran interés por lo somero de los horizontes productores, ya que la profundidad a la que se encuentran las trampas almacenadoras oscila entre 350 a 500 metros.

Las unidades litológicas de la subcuenca de Fuentes Río Escondido son facies componentes de dos sistemas depositacionales, en la parte norte se localiza el sistema deltáico altamente constructivo tipo lobulado y en la parte sur de la cuenca se encuentra el sistema deltáico altamente constructivo tipo elongado. Los patrones de los canales distributarios están orientados en una red dendrítica que progresa hacia el sur.

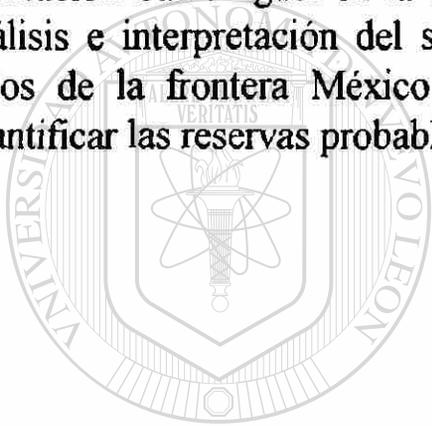
El modelo de exploración se obtuvo de la reconstrucción de la estructura deltáica, marcando las principales zonas de acumulación (centros de depósito) que se interpretan como canales distributarios y las de menor acumulación, que constituyen zonas interdistributarias ó pantanosas, que son donde se encuentran los espesores más potentes de carbón. Las unidades depositacionales deltáicas, facie de planicie deltáica, de frente deltáico y de prodelta, constituyen unidades diacrónicas; es decir que su depositación ocurre consecuentemente, dando líneas de tiempo en dirección al avance de la progradación deltáica.

La parte noreste de México, a partir del Campaniano al inicio del terciario, muestra una sedimentación clástica terrígena resultado de la formación de sistemas depositacionales. La cuenca se formó como producto de la depositación de sedimentos transportados por ríos a una paleobahía de edad cretácica superior (Maestrichtiano) que dieron origen a sistemas depositacionales deltáicos altamente constructivos. Las rocas que constituyen las trampas almacenadoras de hidrocarburos, están asociadas a depósitos de tipo deltáico y se depositaron en una área muy extensa en la bahía de Río Grande por un delta progradacional altamente constructivo el cual presenta diferentes facies deltáicas que se clasifican de acuerdo a su sistema de depósito.

Las rocas que sirven como almacén de los hidrocarburos corresponden a depósitos de frente deltaico, contienen aceite ligero de gran interés comercial, ya que presenta una densidad de 0.8388 gr/cm^3 , equivalente a 37.2° API (American Petroleum Institute) y que por las condiciones del reservorio se encuentran en trampas de tipo estratigráfico.

En la actualidad, en la parte sur del Estado de Texas, se realiza la explotación de hidrocarburos alojados en las areniscas de las Formaciones Olmos y San Miguel con una producción promedio de 40 a 50 barriles diarios de aceite. En la parte noreste del Estado de Coahuila no se explota este importante recurso aunque se hallan encontrado evidencias de su existencia en pozos perforados por la Comisión Federal de Electricidad y por Petróleos Mexicanos.

Es posible determinar el potencial petrolero de las areniscas de la Formación San Miguel en la subcuenca de Fuentes Río Escondido por medio del análisis e interpretación del subsuelo de más de 100 pozos perforados a ambos lados de la frontera México - Norteamericana por lo que es también posible cuantificar las reservas probables de hidrocarburos en esta zona.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

1. INTRODUCCION

Desde finales del siglo pasado, ya existían evidencias de manifestaciones superficiales de hidrocarburos a lo largo del anticlinal del Chittim en el condado de Maverick, Texas. Los primeros pozos que se perforaron en esta región y que penetraron la Formación San Miguel del Cretácico Superior en el margen perteneciente a los Estados Unidos de Norteamérica, así como los perforados en el lado Mexicano, demostraron la existencia de hidrocarburos en areniscas saturadas de aceite en dicha Formación.

La producción comercial fue establecida a fines de la década de los 40 's, cuando fue descubierto y desarrollado el "Campo del Monte". Esto sucedió en el condado de Maverick. A principios de 1979 en las zonas *ED-III y ED-IV del lado mexicano (Ver Fig. 6.1) se tuvieron las primeras manifestaciones de aceite y de gas en pozos perforados por la Comisión Federal de Electricidad siendo algunos de estos los pozos ED-256, ED-259, ED-280, ED-285A, ED-289, ED-292, ED-295 y ED-322. Posteriormente la paraestatal Petróleos Mexicanos, inició una campaña de exploración en los años 1985-1986 perforando 10 pozos en la zona y teniendo éxito en tres de ellos *PN-5, PN-11 Y PN-14 (Según Rodríguez M.J.M. 1985).

*ED : Edmundo Díaz

*PN : Piedras Negras

OBJETIVOS Y METODOS

Para poder desarrollar satisfactoriamente este trabajo, se planteó una metodología que permitiera culminar con éxito la investigación realizada en la subcuenca de Fuentes Río Escondido. Por lo tanto, se procedió a investigar, compilar y analizar la información geológica de la zona para tener un panorama global que permita conocer el área de estudio. Al analizar el marco estructural, la estratigrafía y los sistemas de depósito de la subcuenca de Fuentes Río Escondido, se da el primer paso para el desarrollo de dicha investigación, que se refuerza al correlacionar la información geológica de la zona con la información que existe en el sur de Texas.

Se analizaron los datos de perforaciones de pozos para conocer la columna litológica y así elaborar mapas estructurales y perfiles estratigráficos para correlacionar ambos lados de la frontera. Así mismo determinar las

diferentes facies deltáicas que se encuentran en la subcuenca de Fuentes Río Escondido y determinar la zona de interés por medio de registros geofísicos de pozos, estableciendo límites de las formaciones, resistividades de las rocas, porosidad, etc., además aplicar un modelo tridimensional, para la evaluación de reservas de hidrocarburos de la formación San Miguel por medio de métodos convencionales. Al evaluar las reservas de hidrocarburos en la zona, se tendrá que realizar un estudio de factibilidad para saber si es rentable la explotación del recurso, ya que es necesario tomar en cuenta cuatro etapas principales: Perforación y desarrollo de campos, Evaluación de yacimientos, Recuperación de hidrocarburos y Simulación numérica de yacimientos.

HISTORIA DEL PETROLEO Y SU DESARROLLO EN MEXICO

La industria petrolera se inició hace poco más de un siglo. El primer pozo petrolero fue perforado en 1858 por el Coronel Drake en Titusville Pennsylvania, E.U.A. a menos de 50 metros de profundidad (Rueda Gaxiola J., 1985).

Los antecedentes que registra la historia de la industria petrolera en la República Mexicana nos indican que por el año de 1869 fue perforado el primer pozo petrolero en las chapapoterías del Furbero en el Estado de Veracruz. Sin embargo, la explotación de tipo comercial del petróleo se inició en el año de 1904, cuando se terminó la perforación del pozo exploratorio "La Pez 1" localizado en la Ciudad de Eban, San Luis Potosí, a una profundidad de 502 metros, con una producción de 1500 barriles diarios de aceite que sostuvo durante varios años. El posterior desarrollo petrolero de México, realizado por compañías internacionales, fue muy dinámico y estuvo ligado al descubrimiento de importantes yacimientos calcáreos de edad cretácica. Estos se han localizado principalmente en lo que se conoce como la "Faja de Oro" (Fig. 1.1), que es un alineamiento de estructuras ubicadas al norte del Estado de Veracruz. El campo más importante de esta serie de yacimientos, es conocido con el nombre de "Cerro Azul" y fue el primer campo petrolero gigante de México (Modificado de Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).

La explotación de esta provincia geológica se intensificó entre los años 1910 y 1921, habiendo alcanzado una producción diaria de alrededor de 500,000 barriles, que en aquel entonces representaba el 25% de la producción mundial del petróleo y colocaba a México como el tercer productor mundial de hidrocarburos, situación que fue posible alcanzar en virtud de la alta productividad de los campos descubiertos, como lo demuestra el hecho de que el pozo Cerro Azul 4, haya

alcanzado un gasto de aproximadamente 260,000 barriles por día, siendo éste un récord en el ámbito mundial. La acelerada explotación de los campos de la Faja de Oro originó que se presentara una fuerte declinación de la producción, aún cuando la serie de yacimientos productores estaban bajo el efecto de un activo empuje hidráulico. De este modo, para 1938, año en el que el presidente de México Lázaro Cárdenas Del Río promulgara la expropiación de la industria petrolera, la producción había disminuido casi a los 100,000 barriles por día. En esta cifra, ya se observaba la incipiente aportación del campo Poza Rica, que es productor en rocas carbonatadas del Cretácico Medio. Se localiza hacia el suroeste de la Faja de Oro y fue descubierto a principios de los años treinta. Este fue el segundo campo gigante descubierto en México, así como el soporte principal de la producción hasta 1960, fecha en que la aportación diaria fue de 270,000 barriles. En esta época también se descubrieron y desarrollaron varios campos localizados en el sur del Estado de Veracruz, que resultaron productores en arenas del Terciario y cuya explotación contribuyó al continuo incremento de la producción, que para el año de 1970 promedió 430,000 barriles diarios de aceite. A partir de la expropiación petrolera, se realizaron trabajos exploratorios que permitieron importantes hallazgos de numerosos yacimientos petrolíferos localizados en diferentes regiones de la Planicie Costera del Golfo de México, siendo los más importantes: En la porción norte, los campos Tres Hermanos y Tamaulipas Constituciones. En la región central, los campos San Andrés, Remolino, Santa Agueda, Ezequiel Ordoñez y Angostura. En la parte sur, los campos La Venta, Cinco Presidentes, Ogarrio, El Plan, Cuichapa y El Golpe (Modificado de Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).

En la plataforma continental del Golfo de México, se descubrieron y desarrollaron campos marinos, entre los que destacan: Arenque en la parte norte, Atún y Bagre en la región central y Santa Ana en la región austral. A pesar de que en 1971, se incorporó a explotación un significativo número de yacimientos, México pasa a ser un país importador de hidrocarburos como resultado de la creciente demanda interna. Esta situación permaneció hasta 1974, año en el que México reinició sus actividades como exportador de petróleo; para esas fechas la producción alcanzó un promedio cercano a los 700,000 barriles diarios, al iniciarse la explotación de los campos Sitio Grande y Cactus descubiertos en 1972 en los Estados de Chiapas y Tabasco (Fig. 1.2) (Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).

En esta prolífica provincia que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se tienen 37 campos productores (Fig. 1.3), que comprenden yacimientos de aceite ligero (33° API), de aceite volátil (40° API), de gas y condensado. Entre estos destaca el campo Bermúdez que fue el primer campo supergigante descubierto en México, ya que sus reservas superan los 5,000 millones de barriles de petróleo (Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).

La máxima producción que se obtuvo en estos campos se alcanzó a fines de 1979 con un volumen cercano a 1,100,000 barriles por día, por lo que la producción total de México fue superior a 1,600,000 barriles diarios (Fig. 1.4). En este mismo año se inició la explotación de los campos marinos de la Sonda de Campeche, cuyo descubrimiento se ubica tres años atrás, al resultar productor de aceite pesado el pozo Chac-1 (19° API) que fue el primer exploratorio perforado en esa área. En esta otra provincia petrolera, que resulto de mayor productividad que la de Chiapas-Tabasco, está ubicado en el Complejo Cantarell que por sus dimensiones se le clasifica dentro de los primeros 10 yacimientos supergigantes del mundo. A la fecha, en la Sonda de Campeche se han descubierto 14 campos productores de aceite pesado (22° API) y de aceite ligero (29° API), siendo los más importantes el ya mencionado Cantarell, Abkatún, Pol y Ku. Aún cuando estos campos no se han desarrollado completamente, a fines de 1982 se obtuvo de ellos una producción cercana a los 2,000,000 de barriles diarios (Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).

El tercer campo supergigante que posee México, es el Paleocañón de Chicontepec, que se encuentra localizado en la porción central de la franja costera del Golfo de México. Este yacimiento se caracteriza por su baja productividad debido a que es un aceite demasiado pesado y por otro lado la extracción requiere de otras técnicas de explotación, lo cual incrementa los costos. Un hecho notable en la historia petrolera de México, es que a partir del año de 1938, en el que se nacionalizó la industria petrolera, la producción de hidrocarburos ha tenido variaciones muy importantes, pero todas ellas de carácter ascendente. De tal forma que, con la explotación de sus cuatro yacimientos supergigantes (Cantarell, Chicontepec, Bermúdez y Ku-Maloob-Zap), 12 campos catalogados como gigantes y un sinnúmero de estructuras productoras adicionales, el país llegó a ser y se ha sostenido como el cuarto productor mundial de aceite crudo con 3.12 millones de barriles diarios y 4,100 millones de pies cúbicos diarios de gas, de los cuales 3,300 millones se producen asociados al aceite (Modificado de Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984).



Fig. 1.1 Carta de los campos petroleros de la Faja de Oro y del distrito Poza Rica (Rodríguez M.J.M. 1980)

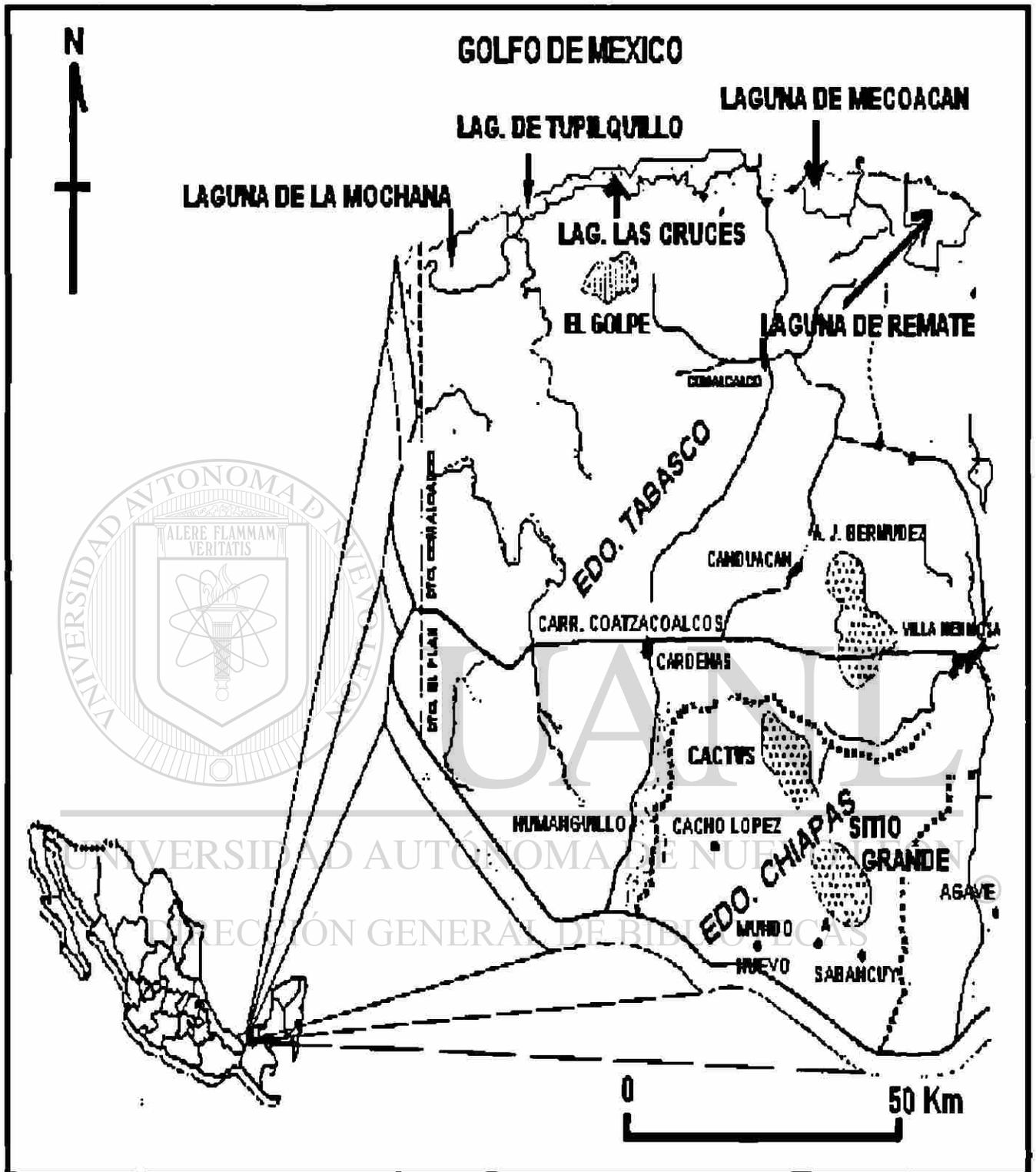
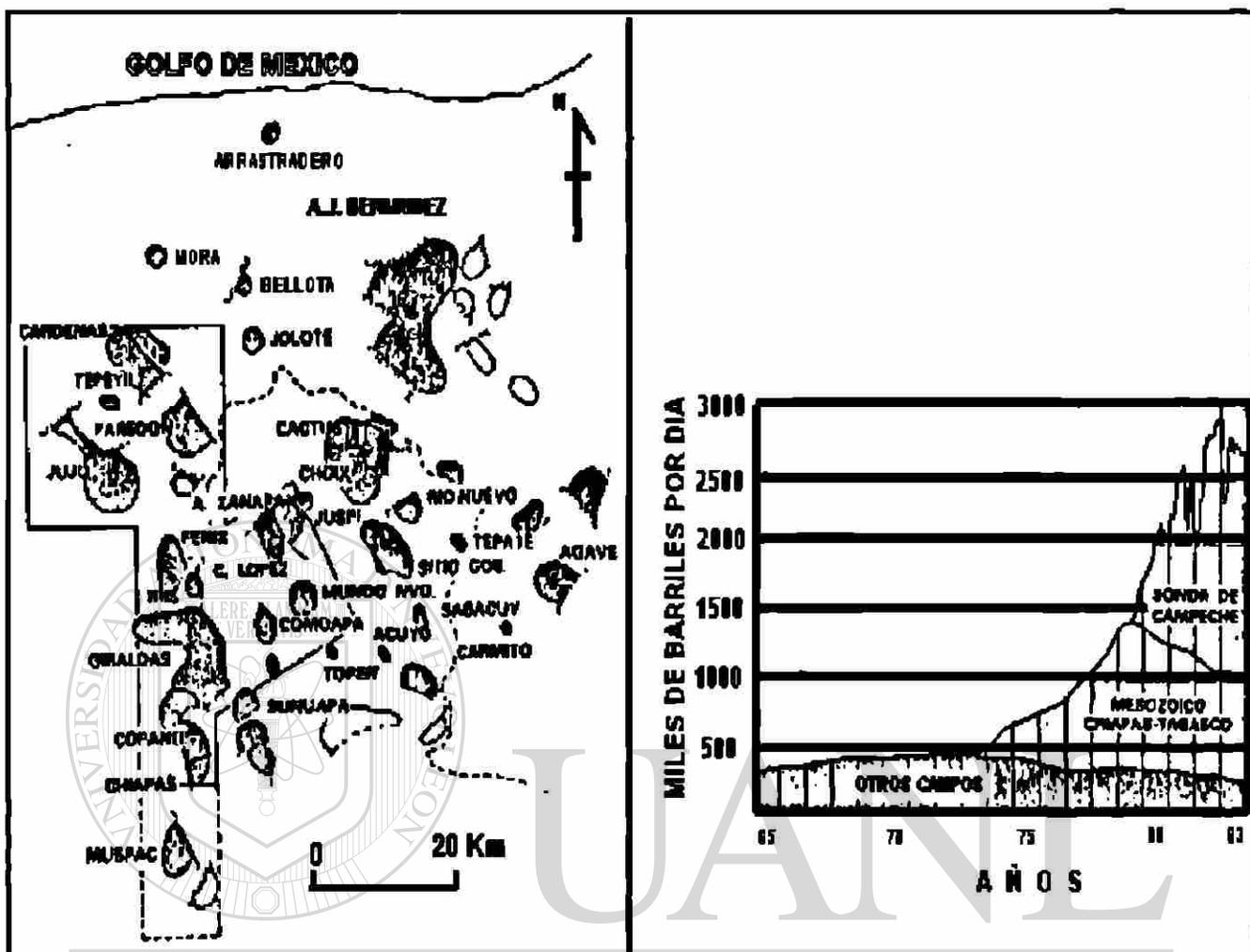


Fig. 1.2 Ubicación de los campos Bermúdez, Sitio Grande y Cactus en los Estados de Tabasco y Chiapas (Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984)



(Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984)

Fig. 1.3 Campos productores del Mesozoico Chiapas - Tabasco

Fig. 1.4 Distribución de la producción de aceite

Con lo anterior expuesto, se intenta narrar en forma resumida, los rasgos y hallazgos más importantes de la historia petrolera de México. Al primero de enero de 1999, las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 34 mil millones de barriles de petróleo. Las reservas probadas más las probables ascendieron a 46 mil millones y las reservas probadas, probables y posibles sumaron 58 mil millones de barriles. Al ritmo de producción actual, la vida de las reservas probadas es de 22 años y la de las reservas que con mayor probabilidad se van a recuperar es de 30 años (Lajous Vargas A., 1999). En la Figura 1.5, se presentan las principales cuencas productoras de hidrocarburos que existen actualmente en la República Mexicana.

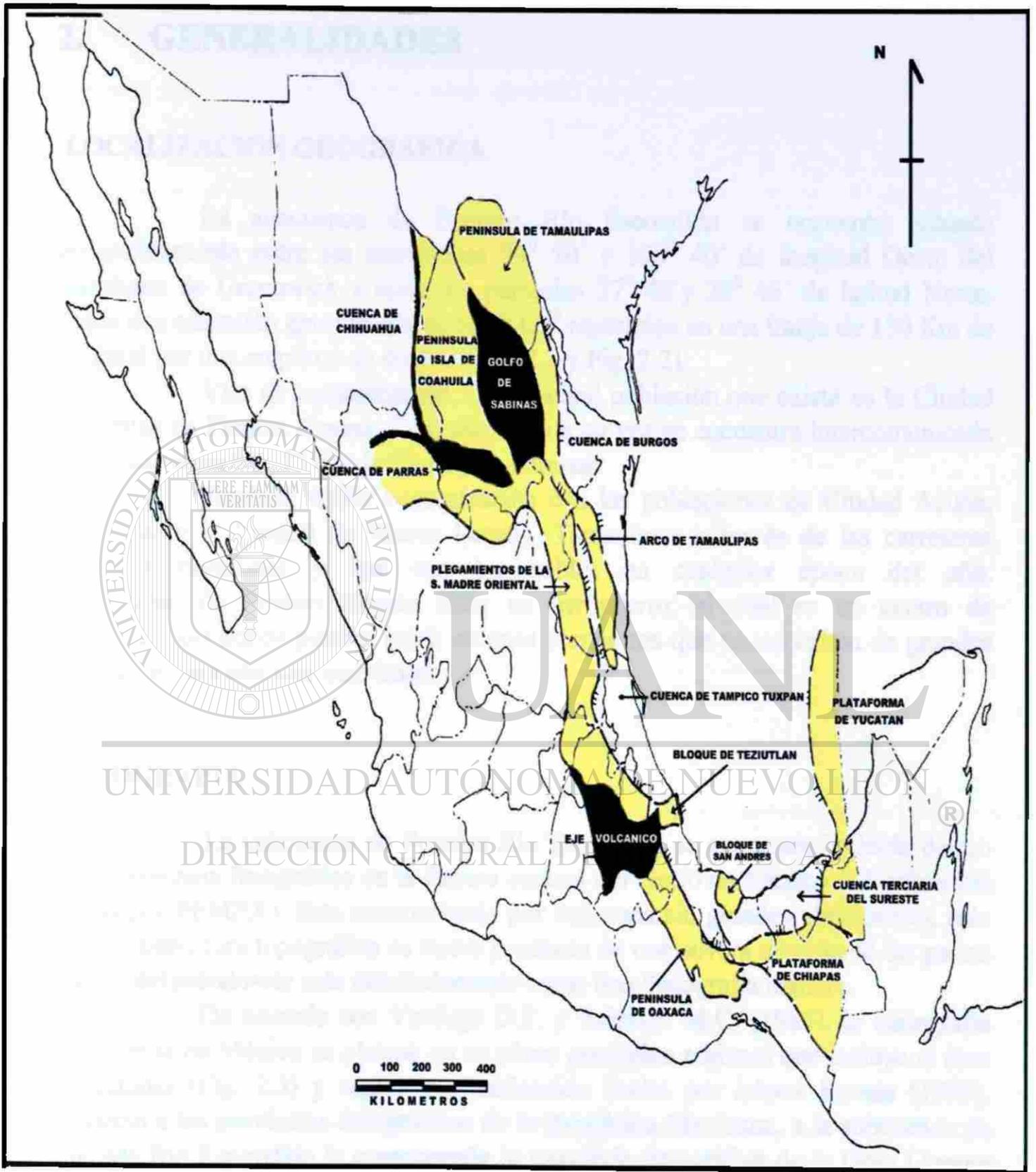


Fig. 1.5 Principales cuencas de hidrocarburos en la República Mexicana y las Unidades tectónicas que las circundan (Modificado de Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M., 1984)

2. GENERALIDADES

LOCALIZACION GEOGRAFICA

La subcuenca de Fuentes Río Escondido se encuentra situada geográficamente entre los meridianos $99^{\circ} 50'$ y $100^{\circ} 40'$ de longitud Oeste del meridiano de Greenwich y entre los paralelos $27^{\circ} 40'$ y $28^{\circ} 46'$ de latitud Norte. Tiene una extensión aproximada de 6000 km^2 repartidos en una franja de 150 Km de longitud por una amplitud de 40 Km (Fig. 2.1 y Fig. 2.2).

Vías de comunicación. La principal población que existe es la Ciudad fronteriza de Piedras Negras, Coahuila. Esta a su vez se encuentra intercomunicada por la carretera No. 57 con la Ciudad de Sabinas.

También existe comunicación con las poblaciones de Ciudad Acuña, Coahuila, y la Ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas a través de las carreteras llamadas revestidas y que son transitables en cualquier época del año. La Ciudad de Piedras Negras tiene un aeropuerto, el cual es un centro de comunicación donde pueden partir aviones y aparatos que no necesiten de grandes distancias para efectuar aterrizajes.

FISIOGRAFIA

La subcuenca de Fuentes Río Escondido se encuentra incluida dentro de la provincia fisiográfica de la llanura costera del Golfo de México (Clasificación hecha por PEMEX). Esta caracterizada por una zona sin grandes elevaciones, más bien la estructura topográfica es suave producto de una severa erosión de las partes altas y definiéndosele más detalladamente como una Fisiografía madura.

De acuerdo con Verdugo D.F. y Ariciaga M.C. (1985), la cartografía del noreste de México se plasma en un plano geológico regional que incluye el área de estudio (Fig. 2.3) y según la clasificación hecha por López Ramos (1979), respecto a las provincias fisiográficas de la República Mexicana, a la subcuenca de Fuentes Río Escondido le corresponde la provincia fisiográfica de la Gran Llanura de Norteamérica (Fig. 2.4).

GEOMORFOLOGIA

El modelado correspondiente a la subcuenca de Fuentes Río Escondido, presenta una zona surcada por varios arroyos, en su mayoría secos la mayor parte del año, destacando el Río Bravo por ser el cauce más característico en la región. Por otro lado, las condiciones climáticas son difíciles para la vegetación: largos periodos de sequía, fríos intensos o las dos cosas a la vez perjudican a la vegetación y algunas veces la destruyen totalmente, faltando una alfombra protectora y fijadora. Como consecuencia de ello, los agentes de la erosión se vuelven activos, los suelos son destrozados y no se vuelven a formar. El modelado esta en plena evolución, la sedimentación es correlativa, abundante, de origen mecánico, detrítica y grosera.

La estructura que domina la zona es suave con un echado de 2 a 3 grados de inclinación no habiendo grandes estructuras en la región, principalmente debido a la intensa erosión generada en las partes altas y que se depositaron en esta subcuenca.



Fig. 2.1 Localización de la subcuenca de Fuentes Río Escondido, Noreste de México (Rodríguez M.J.M. 1985)

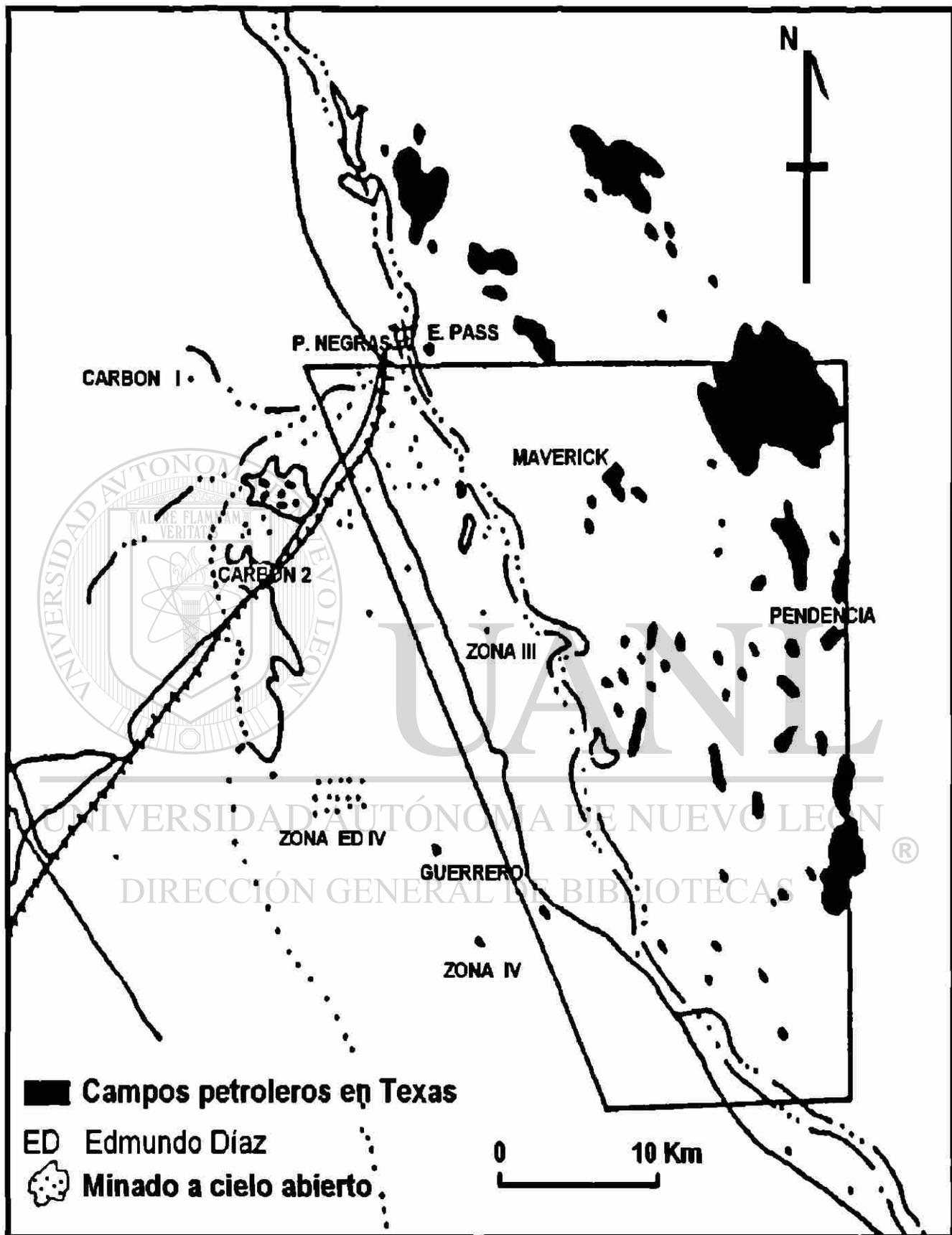


Fig. 2.2 Croquis de localización de la subcuenca Fuentes Río Escondido (Rodríguez M.J.M. 1985)

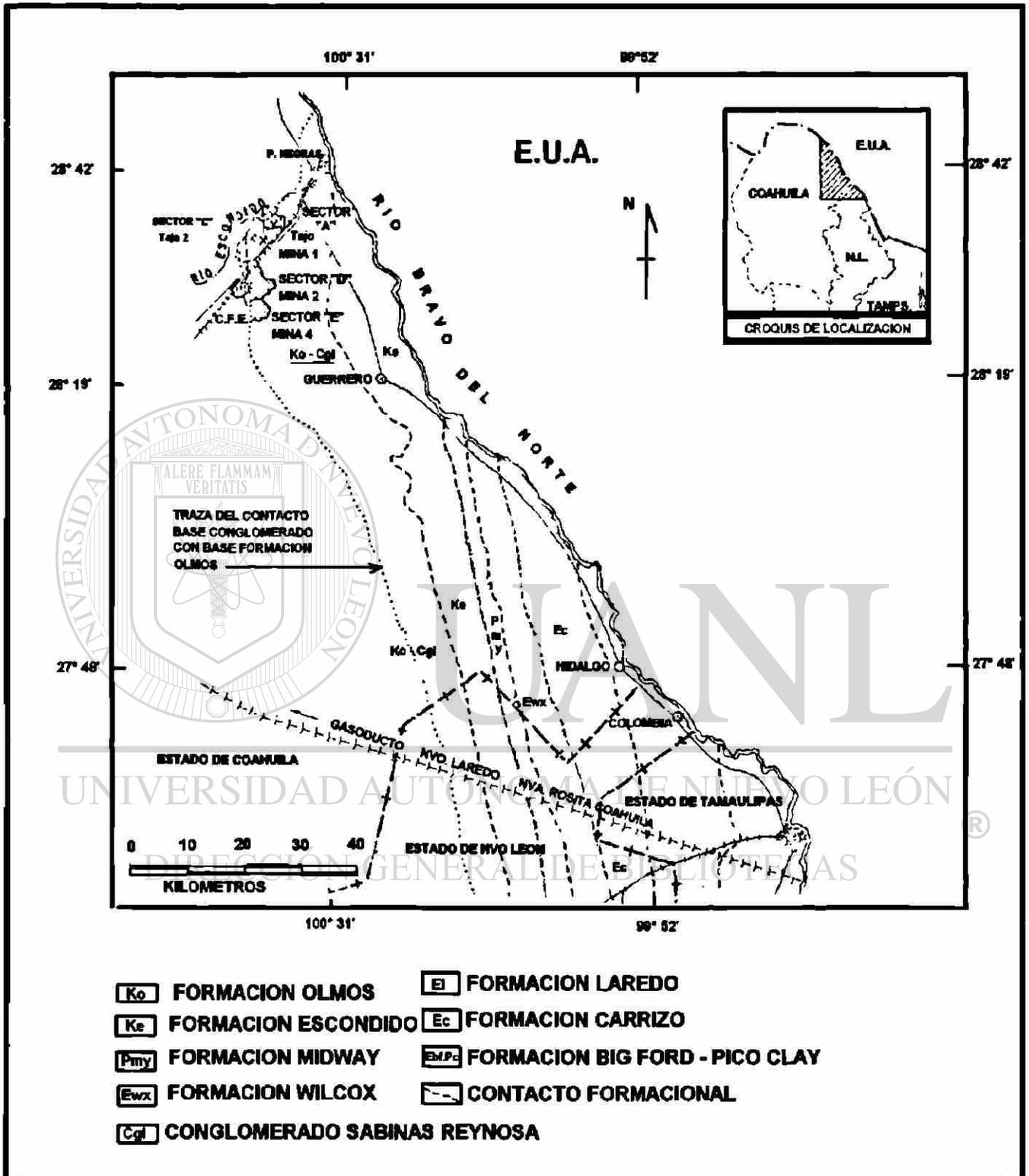


Fig. 2.3 Cartografía del Distrito Fuentes Río Escondido (C.F.E., 1987)



Fig. 2.4 Provincias fisiográficas de la República Mexicana de acuerdo con López Ramos (1979)

CLIMA Y VEGETACION

El clima en la región es seco y caluroso con un invierno húmedo y crudo, que dentro de la clasificación de Koeppen, queda incluido en un clima seco estepario con lluvias en invierno, con una precipitación media anual de 520 mm y una temperatura media anual de 25.8 °C (Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., 1985). La vegetación de la región es característica de estepa, representada por herbáceas, arbustos y cactáceas. Los nombres comunes de la flora más frecuente en esta región se citan a continuación:

Herbáceas:

Nombre común	Nombre científico
Gobernadora	<i>Larrea divaricata</i>
Cenizo	<i>Tucophylbun texanus</i>
Candelilla	<i>Euphorbia antisyphilitica</i>

Arbustos:

Nombre común	Nombre científico
Mezquite	<i>Prosopis juliflora</i>
Uña de gato	<i>Acacia greggy</i>
Huizache	<i>Acacia farnesiana</i>

Cactáceas:

Nombre común	Nombre científico
Nopal	<i>Opuntia sp.</i>
Lechuguilla	<i>Agave lechuguilla</i>
Peyote	<i>Lophophora williamsii</i>
Palma	<i>Yucca sp.</i>

MARCO ESTRUCTURAL

La cuenca de Maverick, es una depresión restringida en la bahía del Río Grande (Fig. 2.5). Esta bahía, se formó probablemente como un aulocógeno (cuenca alargada en regiones cratónicas y rellenas por una secuencia de sedimentos, a veces acompañados por volcanitas) y resulta de la separación de la Pangea durante el Triásico. La sedimentación en el Cretácico Inferior en la bahía del Río Grande, estuvo dominada por depositación carbonatada. La continua subsidencia acompañada de renovado tectonismo en el oeste y noroeste originó áreas que transportaban sedimentos de desembocadura dentro de áreas estructuralmente negativas de montañas adyacentes (Tyler N. and Ambrose W.A., 1986).

El producto de este tectonismo sinsedimentario es una complicada secuencia clásica terrígena del Cretácico Superior en la cuenca Maverick y en otras partes de la bahía del Río Grande. Esta cuenca está delimitada de la siguiente manera:

- Hacia el este por el Arco de San Marcos, el cual actúa como una estructura media positiva que subsidió a un ritmo lento por lo que formó cuencas adyacentes durante la sedimentación cretácica.
- Hacia el oeste, el Arco Salado separa la cuenca Maverick de otras cuencas en la bahía del Río Grande.
- El levantamiento del Devils River y la zona de falla Balcones componen los límites norte y noroeste de la cuenca, respectivamente.

El anticlinal del Chittim es una estructura de postsedimentación de segundo orden, el cual se hunde hacia el sureste paralelo al echado. Fallas menores y pliegues que son indistinguibles a escala de mapeo están también presentes y son el resultado del desplazamiento a lo largo del borde de plataforma de Stuart City (Tyler N. and Ambrose W.A., 1986).

Estas estructuras actúan como trampas para aceite, condensados y gas tanto en la Formación Olmos, como en la Formación San Miguel.

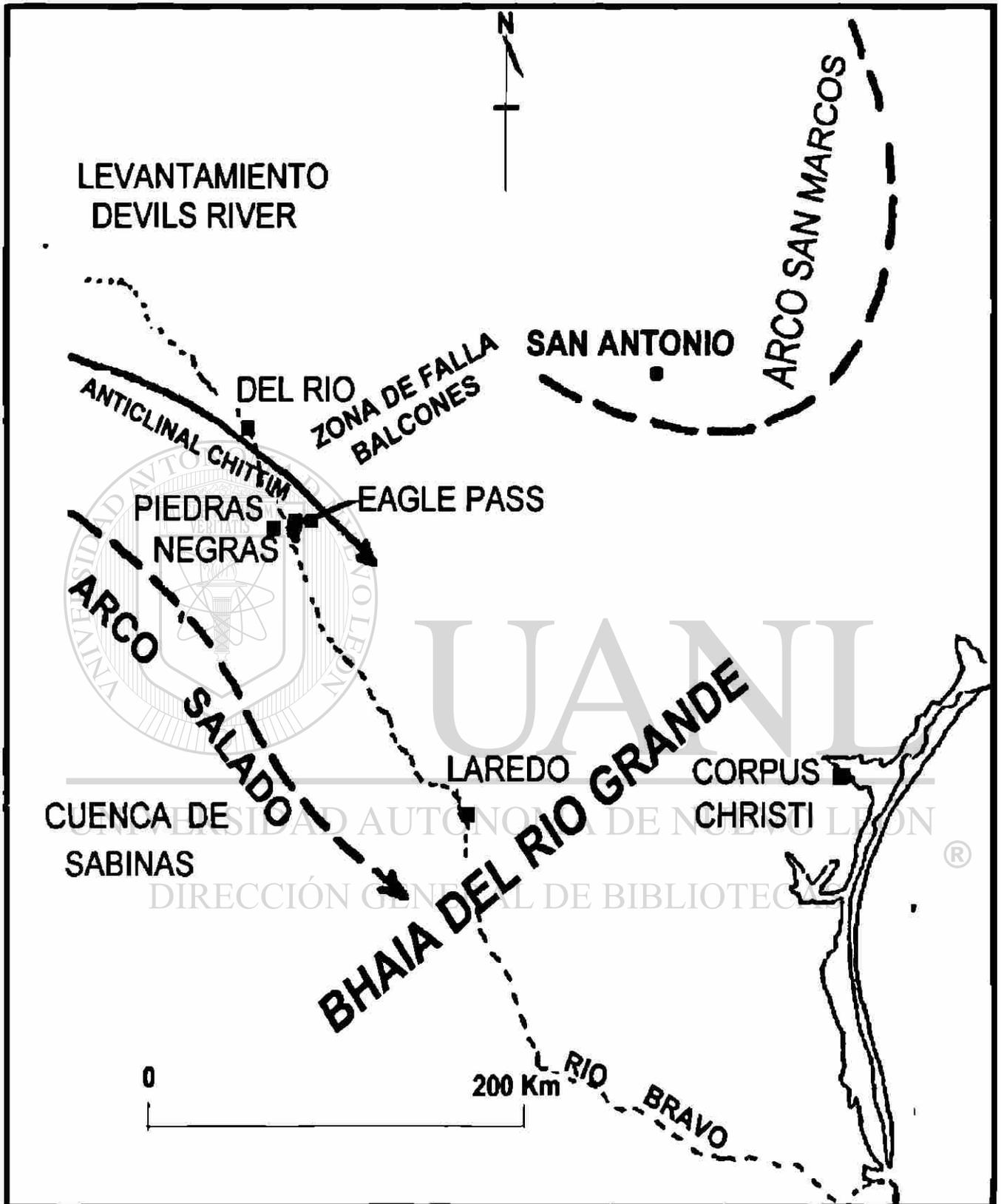


Fig. 2.5 Marco estructural de la Cuenca Maverick (Tyler N. and Ambrose W.A., 1986)

ESTRATIGRAFIA Y SISTEMAS DE DEPOSITO

En la subcuenca de Fuentes Río Escondido, la litología y las relaciones estratigráficas de las formaciones cretácicas fueron estudiadas con apoyo de la información del subsuelo por medio de núcleos ó recortes de los pozos perforados, tanto por la Comisión Federal de Electricidad, como los de Petróleos Mexicanos.

Todas estas referencias aportaron valiosa información para conocer con más detalle la columna litoestratigráfica de la subcuenca Fuentes Río Escondido a través de núcleos, recortes o en su defecto por medio de registros geofísicos de pozos, en donde estos fueron perforados con fines exploratorios en la búsqueda de carbón o petróleo. También esta información es de mucha utilidad para correlacionar límites de las Formaciones o capas productoras a grandes distancias. En la Fig. 2.6, se muestra la columna estratigráfica que corresponde al área de estudio subcuenca Fuentes Río Escondido.

Secuencia estratigráfica de las Formaciones que afloran en el noreste de México en la subcuenca de Fuentes Río Escondido.

Formación Georgetown (Ki) - Albiano Superior.

Distribución. En el área de estudio se presenta el afloramiento de la Formación George Town justamente detrás de la cortina de la presa "La Amistad" en el cauce del Río Bravo (Foto No. 1).

Relaciones estratigráficas. La Formación Georgetown, también llamada Salmón Pick suprayace concordantemente a la Formación Kiamichi e infrayace de la misma forma a la Formación Del Río.

Edad y Correlación. Pertenece al Cretácico Inferior (Albiano Superior). Es correlacionable con el Complejo Arrecifal del Burro en la sierra del Carmen y además es equivalente a la parte superior de la Formación Tamaulipas Inferior.

Litología. Es predominantemente de tipo calcáreo con algunas capas de arcillas. La característica principal de esta Formación es la presentación masiva de las calizas, con intercalaciones delgadas de lutitas. La caliza se presenta en forma micritica con nódulos de pedernal (Velázquez E., 1992).

E O N	E R A	PERIODO	EPOCA	EDAD EN MILLONES DE AÑOS	NORTE DE	SIERRA	SUBCUENCA	SUBCUENCA				
					LA SERRA- NIA DEL BURRO	DEL CARMEN	FUENTES RIO ESCONDIDO	COLOMBIA SAN IGNACIO				
F A N E R O Z O I C O	C E N O Z O I C O	CUATERNARIO			ALUVION		ALUVION	ALUVION				
				2								
		T E R C I A R I O	NEO- GENO	PLIOCENO	5	CONGL. SABINAS REYNOSA		CONGL. SABINAS REYNOSA	UVALDE			
				MIOCENO	25							
				OLIGOCENO								
		P A L E O C E N O	P A L E O C E N O	E O C E N O						LAREDO		
										PICO CLAY BIGFORD		
											CARRIZO	
												WILCOX
												MIDWAY
					56							
					66							
					MAESTRICHTIANO		FORM. ESCONDIDO		FORM. ESCONDIDO			
					69		FORM. OLMOS		FORM. OLMOS			
					CAMPANIANO		FORM. SAN MIGUEL	FORM. AGUJA	FORM. SAN MIGUEL			
77		FORM. UPSON	FORM. TERLINGA	FORM. UPSON								
SANTONIANO		FORM. AUSTIN	FORM. AUSTIN	FORM. AUSTIN								
83												
CONACIANO												
90												
TURONIANO		FORM. EAGLE FORD	FORM. EAGLE FORD	FORM. EAGLE FORD								
95												
CENOMANIANO		FORM. BUDA	FORM. BUDA	FORM. BUDA								
100												
ALBIANO		FORM. DEL RIO	FORM. DEL RIO	FORM. DEL RIO								
FORM. GEORGE- TOWN	COMPLEJO ARRECIFAL EL BURRO	FORM. GEORGE- TOWN										
110												

Fig. 2.6 Columna estratigráfica de la subcuenca de Fuentes Río Escondido (Verdugo D.F., 1985)

SW

NE



Foto No. 1 Afloramiento de la Formación Georgetown en el Río Bravo
(Presa la Amistad)

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
Formación Del Río (Ki) – Albiano Inferior. ®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
Distribución. En el área estudiada, la Formación Del Río se le encuentra aflorando en la localidad de Ciudad Acuña, Coahuila.

Litología y Espesor. En la Formación Del Río son comunes las concreciones ferruginosas y barrenaciones hechas por organismos (Icnofauna). La litología es predominantemente arcillosa con abundantes nódulos de pirita que intemperizan a rojo amarillento de estructura laminar y desprendiéndose en lascas intercaladas con areniscas delgadas laminares. El espesor varía de acuerdo a su localidad por el hecho de la actividad tectónica local durante la depositación de esta Formación ya que hacia el sur en la sierra del Orégano el espesor de la Formación es de 50 metros, mientras que hacia el este en el subsuelo del sur de Texas, tiene un espesor de 130 metros (Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., 1985).

Relaciones estratigráficas. La Formación Del Río suprayace concordantemente con la Formación Georgetown e infrayace de la misma manera con la Formación Buda.

Edad y Correlación. Esta Formación marca la transición del Cretácico Inferior al Cretácico Superior observándose en el límite del contacto transicional bancos de fósiles de exogyras de aproximadamente un metro de espesor (Foto No. 2). Los fósiles que se encuentran más comúnmente son la *Exogyra arietina*, *Haplostiche texanay* y varios equinoides son comunes. Correspondiendo una edad del Albiano Tardío. En el aspecto económico, la Formación Del Río se le considera como una capa sello para detener la migración del petróleo y del agua dada su impermeabilidad (Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., 1985).

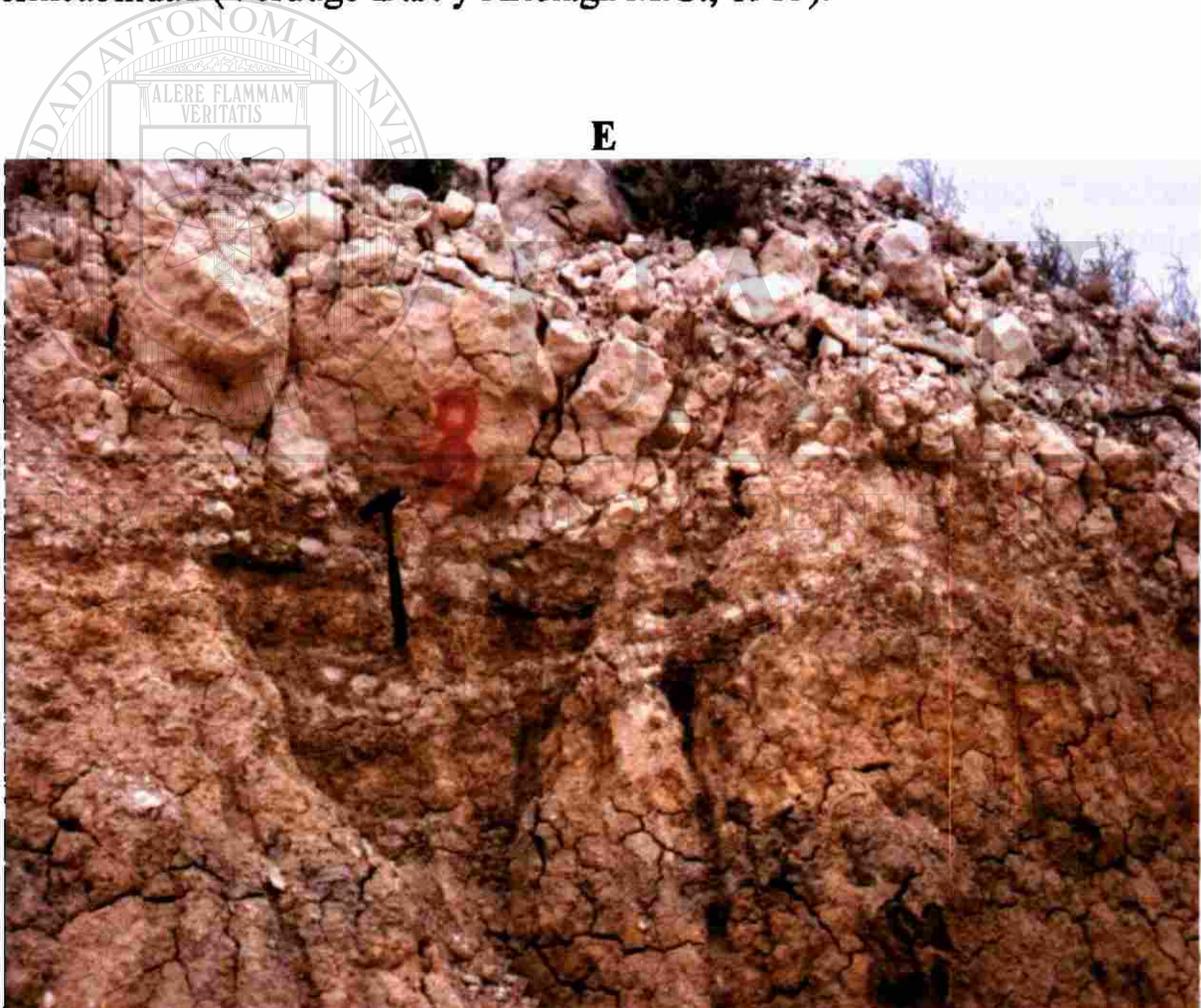


Foto No. 2 Límite del contacto transicional Formación Del Río - Formación Buda Afloramiento al terminar la carretera Piedras Negras – Acuña a la entrada de Cd. Acuña, Coahuila.

Formación Buda (Ks) – Cenomaniano.

Distribución. En el área de estudio, la Formación Buda se encuentra aflorando en la localidad de Acuña, Coahuila.

Litología y Espesor. La Formación Buda esta compuesta por una secuencia de calizas nodular de tipo masivo, intercalado con lutita nodular. En la Fotografía No. 3 se puede observar el tamaño de un fragmento de roca caliza de la cual se hace referencia y que fue tomada a solo 3 Km antes de llegar a Cd. Acuña, a un costado de la carretera Piedras Negras - Acuña. A la Formación Buda se le ha dividido en tres unidades que son las siguientes:

Unidad inferior: Esta unidad esta constituida litológicamente por calizas Tipo “wackstone” y margas nodulares con un espesor que va desde los 3 hasta los 6 metros.

Unidad media: Esta unidad consiste de una caliza tipo “wackstone” con margas nodulares poco duras con un espesor aproximado de 9 a 15 metros.

Unidad superior: Esta unidad es una caliza tipo “mudstone” blanca de estratificación media y tiene un espesor que varia de 10 a 18 metros.

Estas unidades son más representativas en el Estado Americano de Texas. La Formación Buda puede alcanzar espesores muy variados que van desde los 40 hasta los 80 metros de espesor y del lado mexicano el espesor de esta Formación en el ámbito regional es de aproximadamente 60 metros (Velázquez E., 1992).

Relaciones Estratigráficas. Suprayace concordantemente a la Formación Del Río e infrayace de igual forma con la Formación Eagle Ford.

Edad y Correlación. La Formación Buda corresponde al inicio del Cretácico Superior y por su posición estratigráfica se le asigno una edad del Cenomaniano Temprano. Esta es correlacionable con el Grupo Washita que se encuentra en el Golfo de Sabinas (Velázquez E., 1992).

SW

NE



Foto No. 3 Afloramiento de la Formación Buda, a un costado de la carretera Piedras Negras – Acuña, a 3 Km de la entrada de Cd. Acuña, Coahuila.

Formación Eagle Ford (Ks) – Turoniano.

Distribución. En el área de estudio, aflora en el Km 21 de la carretera Piedras Negras – Acuña (Foto No. 4) y también se le encuentra aflorando en las regiones del Cedral y los Piloncillos.

Definición. Según López Ramos E. (1980), la Formación fue estudiada en 1852 en el Estado de Texas y la determinó como una unidad formada de lutitas y su localidad tipo se encuentra en Eagle Ford, Texas.

Relaciones Estratigráficas. La Formación Eagle Ford se encuentra suprayaciendo concordantemente con la Formación Buda e infrayace de la misma manera a la Formación Austin.

Litología y Espesor. Se encuentra constituida por una alternancia de capas de lutitas calcárea gris oscuro y calizas con estratificación delgada. Tanto la lutita calcárea como la caliza, se caracterizan por su estructura laminada que al intemperizarse producen lajas muy peculiares, por lo que esta Formación ha sido llamada también “lajas de Boquillas”, además son fácilmente erosionables debido a su poca dureza. Se le ha determinado un espesor promedio de 200 metros (López Ramos E., 1980).

Edad y Correlación. En esta unidad se han encontrado fósiles característicos tales como *Inoceramus labiatus* y *Scaphites sp.* y sobre la base de dichos fósiles y a su posición estratigráfica se le ha dado una edad correspondiente al Cenomaniano Superior – Turoniano. Es equivalente al Grupo Woodbine o Eagle Ford que afloran en el Estado de Texas y con la Formación Agua Nueva que aflora en la cuenca sedimentaria Tampico – Misantla. En el aspecto económico y a pesar de los estratos impermeables que contiene, esta Formación se comporta como un buen acuícludo debido a su alto grado de fracturamiento (López Ramos E., 1980).



Foto No. 4 Afloramiento de la Formación Eagle Ford a un costado de la carretera estatal Piedras Negras – Acuña en el Km 21

Formación Austin (Ks) Conaciano – Santoniano.

Definición. Según López Ramos E. (1980), esta Formación fue definida en 1860, como una sedimentación calcárea – arcillosa (marga). La localidad tipo se encuentra en Austin, Texas.

Distribución. En el área de estudio, aflora en el río San Diego aproximadamente en el Km 15 de la carretera Piedras Negras – Acuña (Foto No. 5).

SW

NE

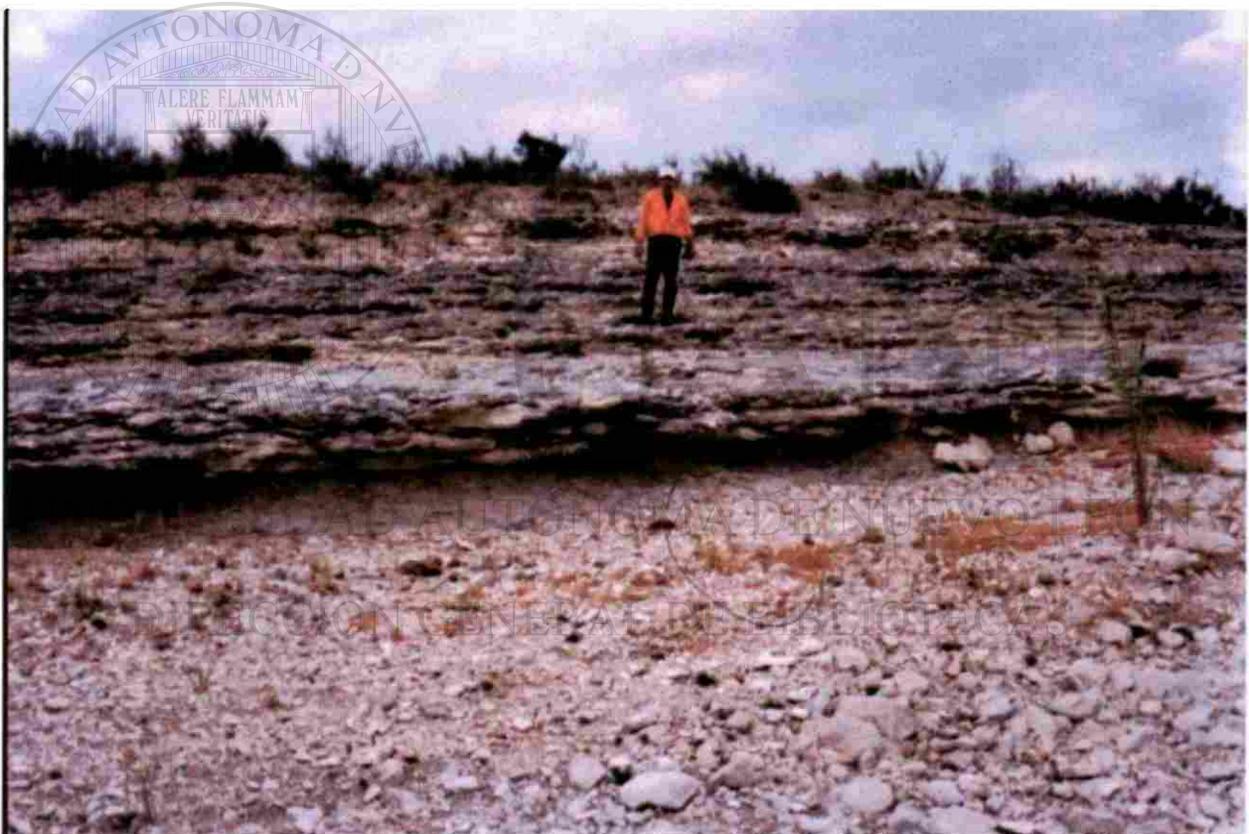


Foto No. 5 Afloramiento de la Formación Austin, en el Km 15 de la carretera Piedras Negras – Acuña, en el río San Diego, Coahuila.

Relaciones Estratigráficas. La Formación Austin suprayace concordantemente con la Formación Eagle Ford e infrayace de la misma manera con la Formación Upson.

Edad y Correlación. La edad de ésta Formación fue determinada por su contenido de fósiles, tales como *Inoceramus undulaticulatus* Roemer; *Durania austenesis* y *Bawlites* sp. Con ésta fauna se le asigno una edad de Conaciano – Santoniano (López Ramos E., 1980). Es preciso mencionar la presencia de amonites de regular tamaño en el área de estudio (Foto No. 6). La correlación estratigráfica de ésta Formación es equivalente a la Formación San Felipe que aflora en la cuenca sedimentaria Tampico - Misantla.

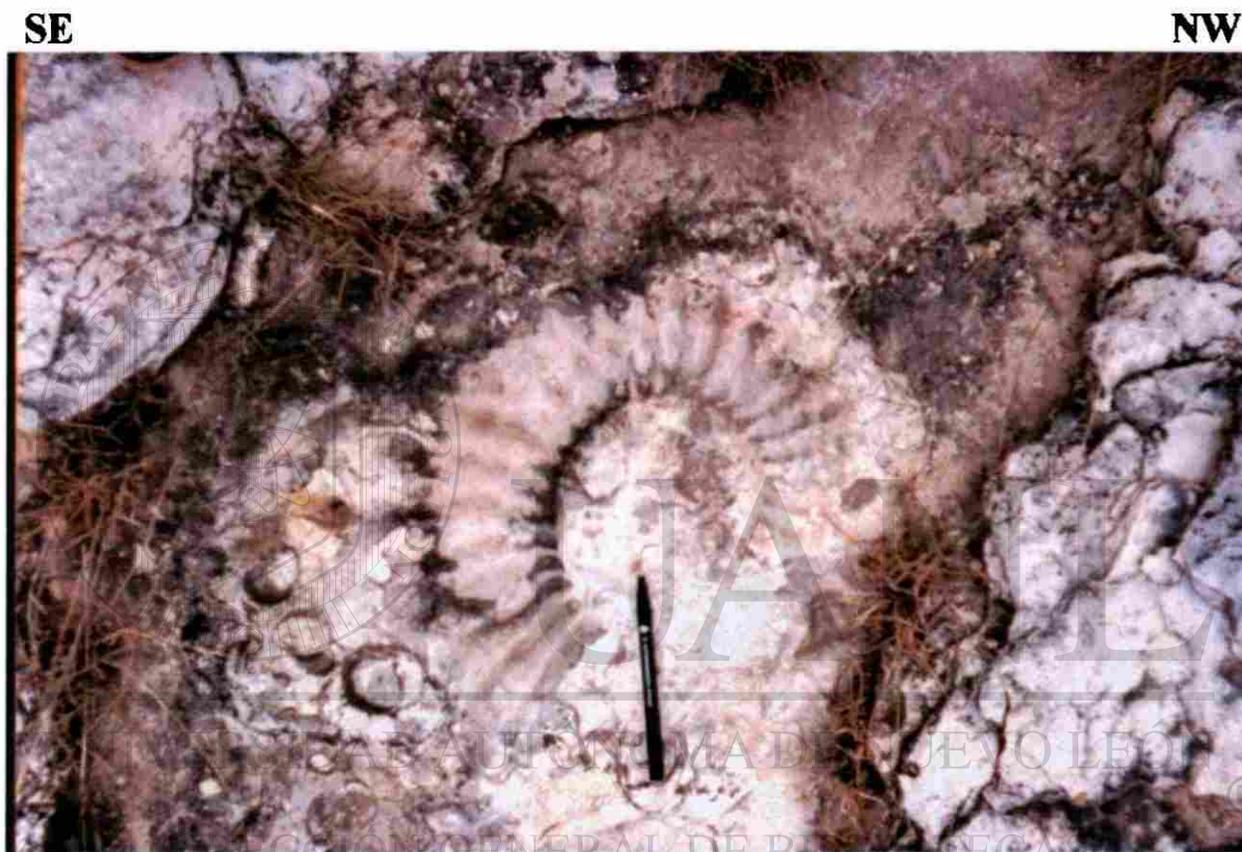


Foto No. 6 Amonites de regular tamaño en la Formación Austin en río San Diego, Coahuila

Litología y Espesor. La Formación Austin esta caracterizada por sedimentos calcáreos – arcillosos de ambiente de cuenca. Macroscópicamente tiene una apariencia verdosa debido a procesos de intemperismo. Presenta una semejanza litológica con la Formación Eagle Ford y por lo general es difícil hacer una diferenciación de campo, aunque puede distinguirse que en las calizas de la Formación Austin, no se observan estructuras laminadas ni se producen lascas al intemperizarse, si no más bien se disgregan fragmentos ovoides de diferentes tamaños. El análisis sedimentológico y ambiental revelan condiciones neríticas para la depositación (Velázquez E., 1992).

Esta Formación es considerada como la parte basal o superficie estratigráfica sobre la cual fueron depositados los sedimentos deltáicos que se acumularon posteriormente. La Formación tiene capacidad de generar hidrocarburos en su parte media, la cual está constituida de lutitas carbonosas con gran contenido de materia orgánica. Desde el punto de vista hidráulico, se comporta como un acuícludo, pues la mayor parte de los manantiales de la zona están asociados al intenso fracturamiento debido a efectos de tectonismo compresional. A esta Formación se le calcula un espesor promedio de 250 metros (C.F.E., 1987).

Formación Upson (Ks) - Campaniano Inferior.

Definición. Esta Formación fue definida por E. T. Dumble en 1892. Su localidad tipo que se encuentra en la oficina postal de Upson, actualmente abandonada en el condado de Maverick, Texas (C.F.E., 1987).

Distribución. Aflora en la parte occidental de la cuenca, así como en las regiones El Cedral y Piloncillos. En el área de estudio se encuentra aflorando en la parte noroeste de Piedras Negras al margen del río Bravo (Foto No. 7).

S



Foto No. 7 Afloramiento de la Formación Upson en el Río Bravo

Relaciones Estratigráficas. La Formación Upson infrayace concordantemente con la Formación San Miguel y suprayace de la misma forma a la Formación Austin.

Litología y Espesor. Está Formación esta compuesta principalmente de lutitas de color gris oscuro, parcialmente calcítica, que al intemperizarse cambia a amarillento, contiene localmente cristales de yeso y calcita.

Una característica interesante que presenta la Formación Upson es que las concreciones de pirita están formadas alrededor de varios fósiles como amonites. También contiene pequeños nódulos de pirita esparcidos a lo largo de esta Formación, además de estratos lenticulares de areniscas de menos de un metro en posiciones alternadas dentro de la Formación. Este aspecto es producto de avalanchas a partir de las barras de desembocadura de distributario hacia la cuenca, durante etapas de inundación (C.F.E., 1987).

Algunas de éstas areniscas pueden ser correlacionadas sobre distancias de 2 a 3 km. La lutita presenta poca fisibilidad a causa de que la orientación original preferente de los minerales arcillosos (illita y clorita) fue destruida por un alto grado de bioturbación.

El color gris de la lutita es impartido por diminutos fragmentos de plantas terrestres, materia orgánica insoluble y pirita. El contenido de limos en la lutita varía de 0 a 30%. Estos fueron depositados durante las tormentas o inundaciones, que posteriormente fueron mezcladas con minerales arcillosos durante la bioturbación. Limolitas y estratos de areniscas muy finos se incrementan en abundancia hacia la parte superior, hasta llegar a una secuencia predominantemente de areniscas de estratos mayores de un metro, donde la cima de la Formación Upson es arbitrariamente localizada. El espesor promedio es de 180 metros aproximadamente y en el área de estudio, sobre la base de los pozos perforados por PEMEX, muestran un espesor de 300 metros (C.F.E., 1987).

Edad y Correlación. Dentro de los fósiles más comunes se encuentran los pelecípodos del tipo *Inoceramus* que se presentan en placas (capas de calcita prismática) y un grupo esparcido de otros moluscos que están presentes solo en forma local. En muestras obtenidas de los núcleos más profundizados en ésta Formación se les ha hecho análisis palinológicos que arrojan la presencia de organismos del tipo dinoflagelados, específicamente los del grupo Cavatae que indican condiciones de mares epicontinentales (C.F.E., 1987). Por medio de estudios de foraminíferos y debido a su posición estratigráfica se le ha asignado una edad del Campaniano Inferior (Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., 1985).

Formación San Miguel (Ks) – Campaniano Superior.

Definición. Esta Formación fue definida por E. T. Dumble (1892). Su localidad tipo se encuentra en el antiguo Rancho San Miguel sobre el Río Bravo, al norte del Paso, Texas (Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., 1985).

Distribución. Se le encuentra aflorando en El Cedral y hacia la margen occidental de la cuenca, aflora en la localidad de Piloncillos. En el área de estudio, la Formación San Miguel aflora al costado derecho del CERESO de Piedras Negras, Coahuila (Foto No. 8).

S



Foto No. 8 Afloramiento de la Formación San Miguel al costado derecho del CERESO de Piedras Negras, Coahuila.

Relaciones Estratigráficas. La Formación San Miguel infrayace, concordantemente a la Formación Olmos y suprayace de igual manera a la Formación Upson (Foto No. 9).

Litología y Espesor. Originalmente esta unidad fue dividida en cinco miembros en su localidad tipo, aunque su correlación no siempre es posible con los miembros establecidos en otras zonas debido a la génesis de la Formación (facies de frente deltáico). Los miembros no han recibido nombres y se enumeran en orden progresivo del más antiguo al más joven:

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

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

S



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

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

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

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

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

Formación Olmos (Ks) Maestrichtiano Inferior.

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

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

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



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

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

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

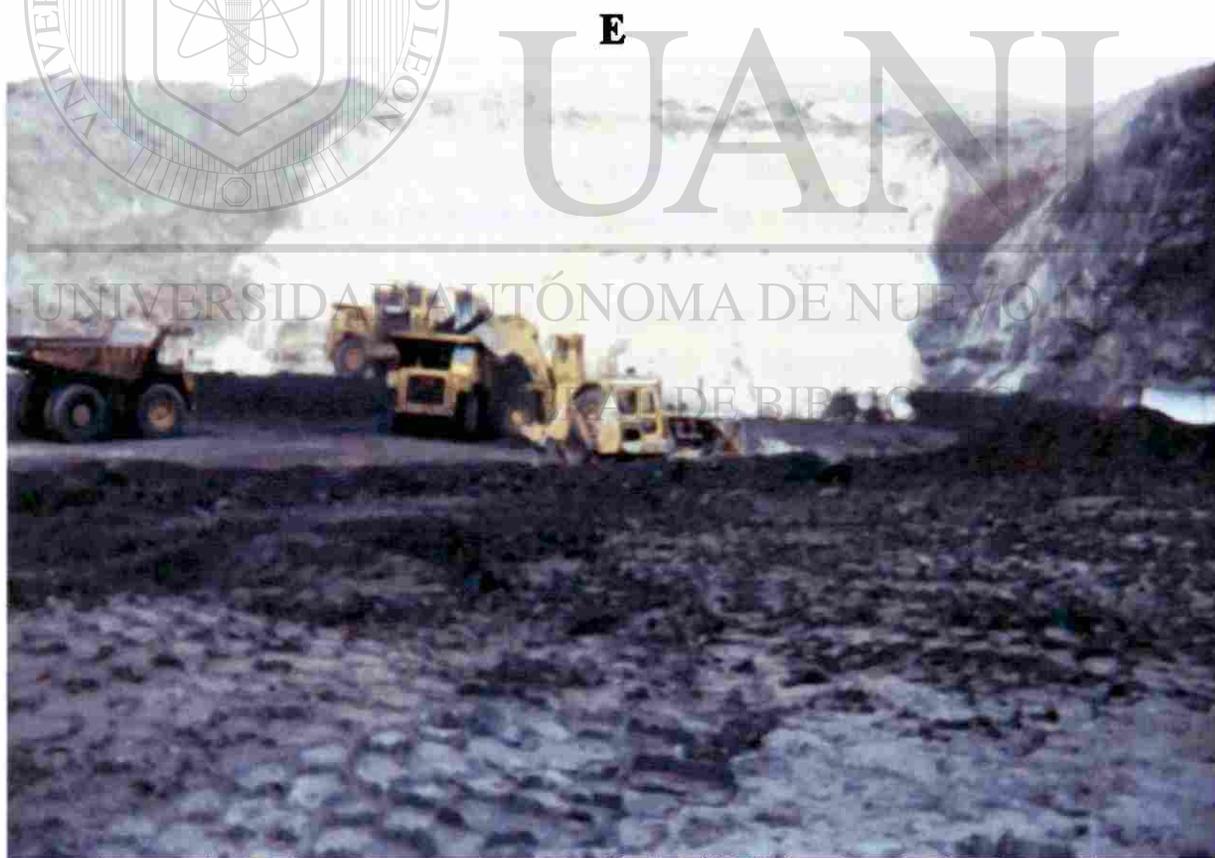


Foto No. 11 Explotación del carbón en la Formación Olmos en el Tajo No. 1 de MICARE

SW

NE



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

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

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

Formación Escondido (Ks) Maestrichtiano Superior.

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

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

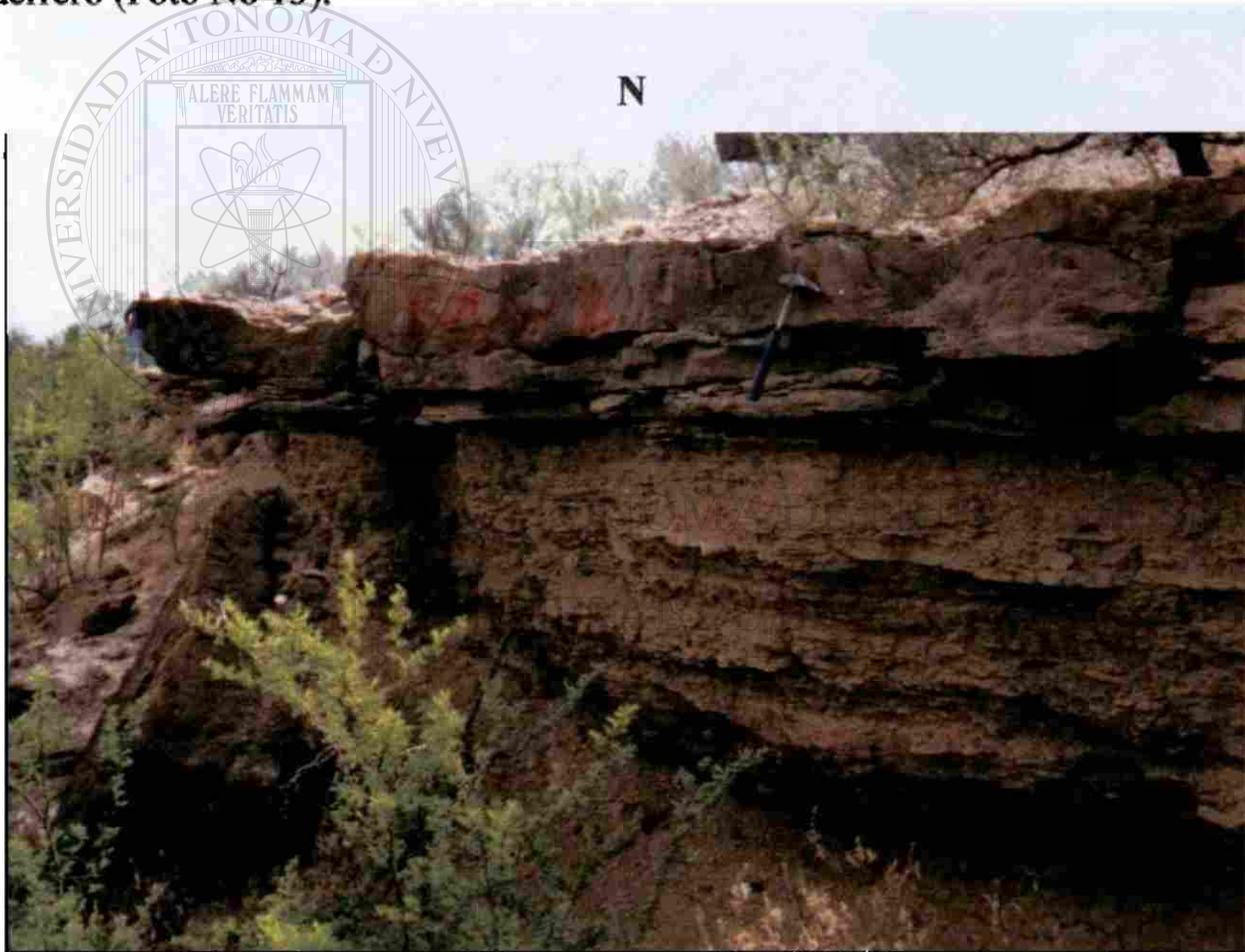


Foto No 13 Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se presenta una intercalación de lutitas y areniscas con un echado de 03° , buzamiento NW-SE 25°

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

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

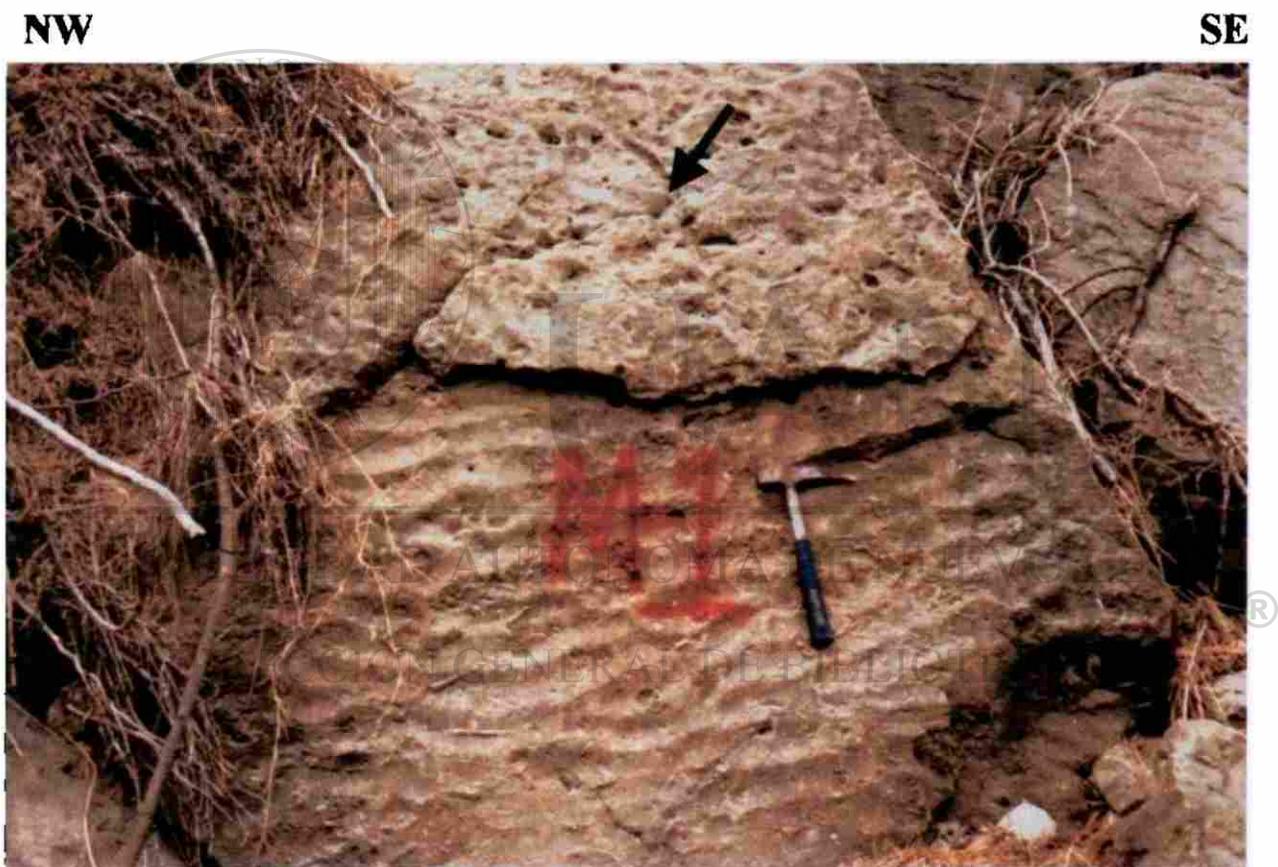


Foto No. 14 Afloramiento de la Formación Escondido en el arroyo Castaño. Se observan huellas de oleaje y horadaciones de gusanos en una arenisca de grano grueso

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

Conglomerado Sabinas – Reynosa (Mioceno-Plioceno).

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

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

S

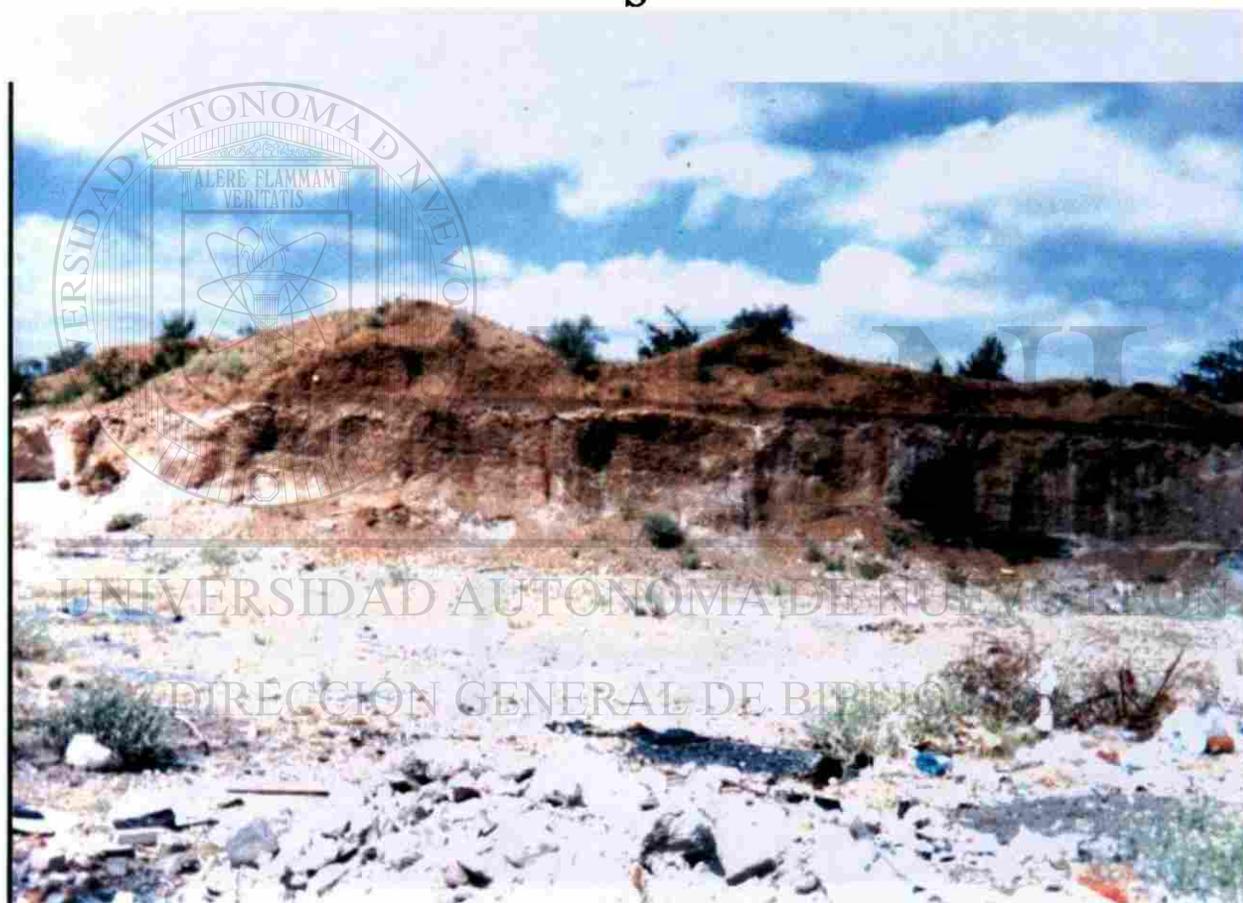


Foto No. 15 Afloramiento del conglomerado Sabinas - Reynosa, el cual se localiza a $28^{\circ} 17' 57''$ de latitud Norte y $100^{\circ} 22' 91''$ de longitud Oeste

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

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

S



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

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

3. HISTORIA DEPOSITACIONAL EN LA SUBCUENCA DE FUENTES RIO ESCONDIDO

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

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

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

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

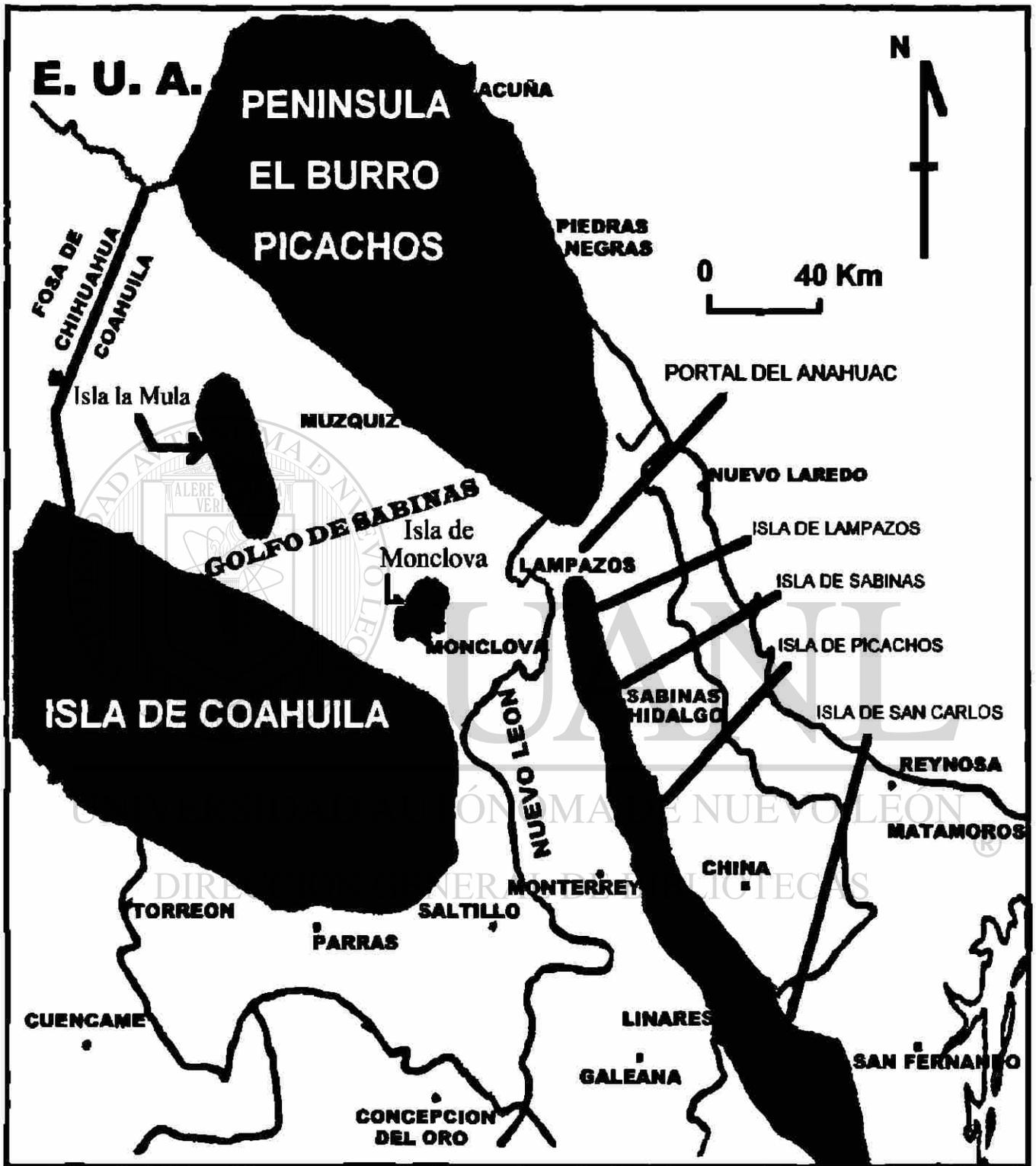


Fig. 3.1 Elementos paleogeográficos durante el Jurásico en el noreste de México (Modificado de Rodríguez M.J.M., 1982)

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

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

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

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

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

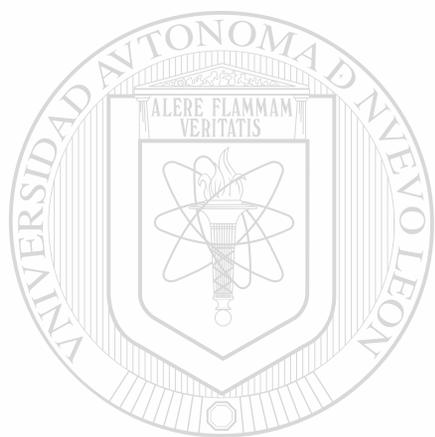
Paleogeográficamente dentro del campo carbonífero de Coahuila y a nivel de los lóbulos deltáicos, se pueden establecer de Oeste a Este a "grosso modo" tres grandes áreas:

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

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

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

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



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4. GEOLOGIA DEL PETROLEO

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

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

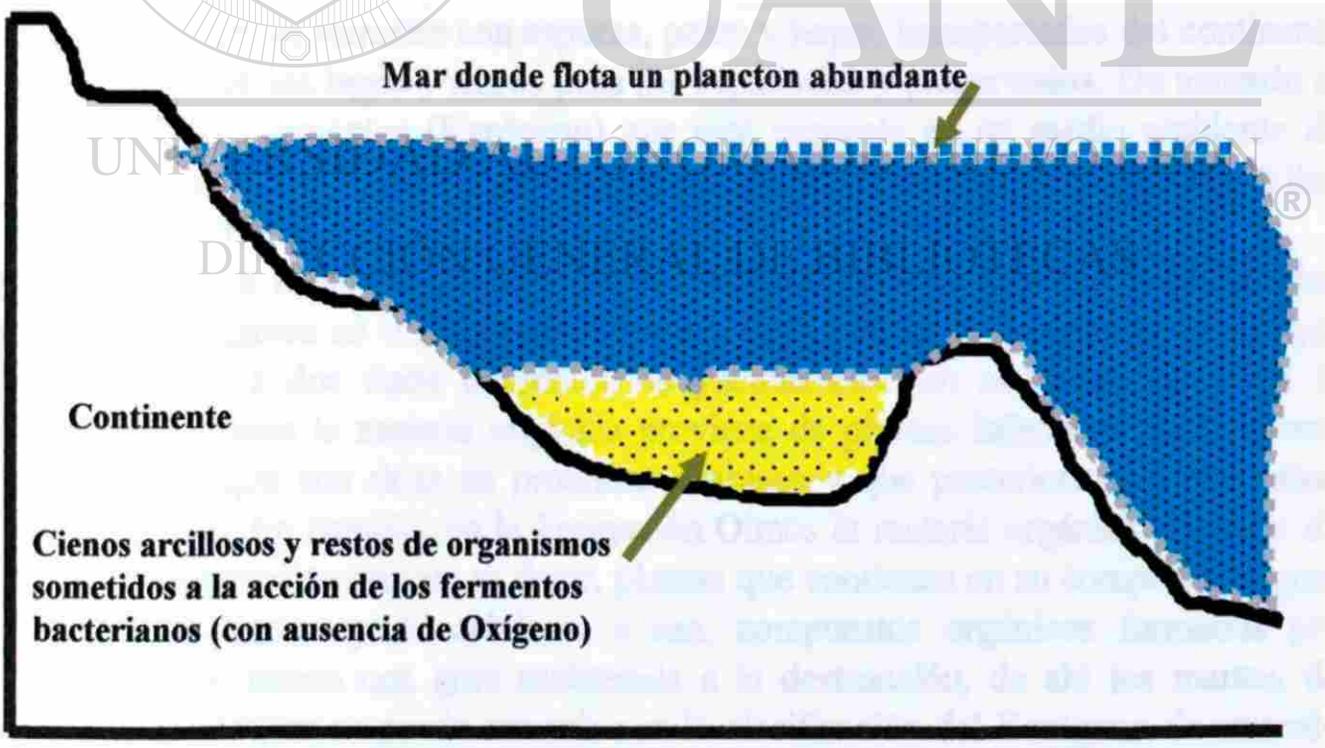


Fig. 4.1 Sección esquematizada del origen del petróleo (Rudel A., 1979)

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

PARAMETROS PARA LA FORMACION DE HIDROCARBUROS

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

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

a) TIPO DE MATERIA ORGANICA:

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

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

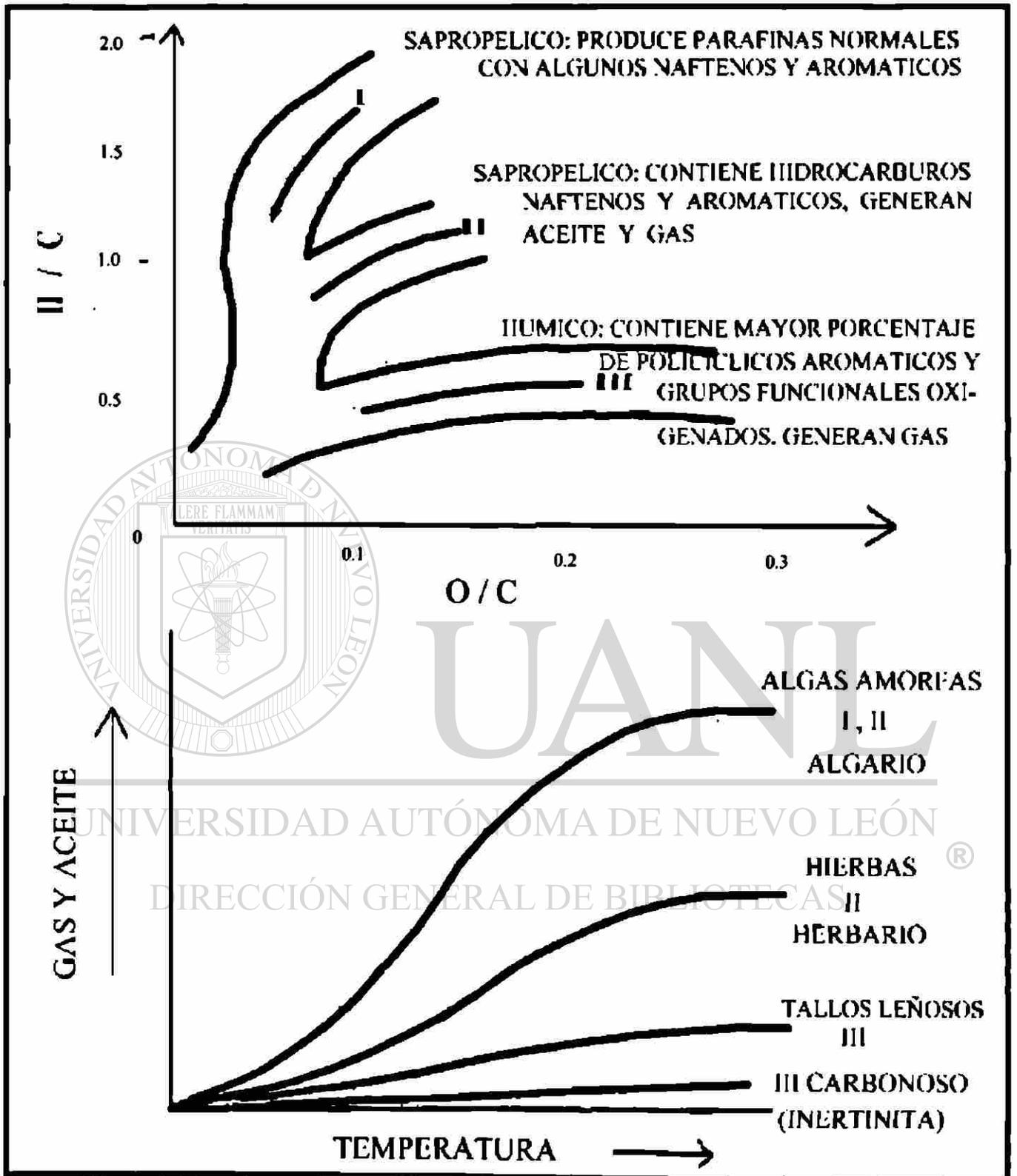


Fig. 4.2 Diagrama de Van Krevelen en la clasificación del kerógeno (Modificado de Bjarlykke K., 1984)

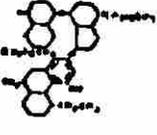
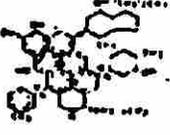
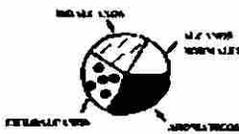
TIPO OPTICO	ALGALCO - A MORFO A MORFOGENO	HERBACEO PIROGENO	LEÑOSO HILOGENO	CARBONOSO MELANOGENO
ORIGEN	MARINO/LACUSTRE	CONTINENTAL		MARINO Y/O CONTINENTAL OXIDADO O RETRAJADO
GRUPOS Y MACERALES DEL CARBON	EXINITA ALGINITA	(LIPITINITA) ESFORINITA CUTINITA RESINITA	VITRINITA TELINITA CULLINITA	INERTINITA FUSINITA MIRINITA EMERONINITA
TIPO QUIMICO	I	II	III	
ESTRUCTURA				
COMPOSICION (% EN PESO) ELEMENTAL - PROMEDIO				
C	83	82	83	89
H	11	8	5	3.5
O	6	10	12	7.5
RELACION ATOMICA H/C	1.6	1.2	0.72	0.47
RELACION ATOMICA O/C	0.054	0.09	0.168	0.063
MINERADORES BIOLÓGICOS o ALCANOS (IMPAREDAD)				
C ₁₁ - C ₂₁ C ₂₇ - C ₃₅ R. PRISTANO/FFRANO R. PRISTANO/C ₁₇ C. DE TERPENOIDES	IMPAR NINGUNA O PAR < 1 BAJA BAJO		NINGUNA IMPAR < 3 ALTA ALTO	
CONTENIDO DE ACIDOS GRASOS				
C ₁₂ - C ₁₈ C ₂₄ - C ₃₀	ALTO BAJO		BAJO ALTO	
CONTENIDO DE HIDROCARBUROS				
ALCANOS CICLOALCANOS AROMATICOS	ABUNDANTES CA- DENAS LARGAS ABUNDANTES ENCAROS	ABUNDANTES CADENAS CORTAS INTERMEDIOS ABUNDANTES	ENCAROS ENCAROS ABUNDANTES POLIAROMATICOS	
ENERGIA DE ACTIVACION	70 Kcal/mol	50 Kcal/mol	VALORES DISPERSOS	
POTENCIAL GENETICO	0.895	0.695	0.313	
TIPO Y ABUNDANCIA DE LOS HIDROCARBUROS				
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS				
C ₁ C ₁ - C ₁₄ C ₁₅	ALTA ALTA ALTA		INTERMEDIA BAJA BAJA	

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

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

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

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



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

c) SOTERRAMIENTO DE LA CUENCA.

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

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

d) TIEMPO GEOLOGICO.

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

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

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

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

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

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

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA

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

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

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

TIPOS DE ROCAS QUE CONSTITUYEN UN RESERVORIO.

- a) Roca madre o roca generadora
- b) Roca almacén
- c) Roca sello

a) ROCA GENERADORA O ROCA MADRE

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

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

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

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

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

b) ROCA ALMACEN

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

c) ROCA SELLO

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

INFORMACION GEOLOGICA NECESARIA PARA LA EXPLOTACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

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

1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS REGIONALES

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

2. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS LOCALES

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

1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS REGIONALES

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

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).

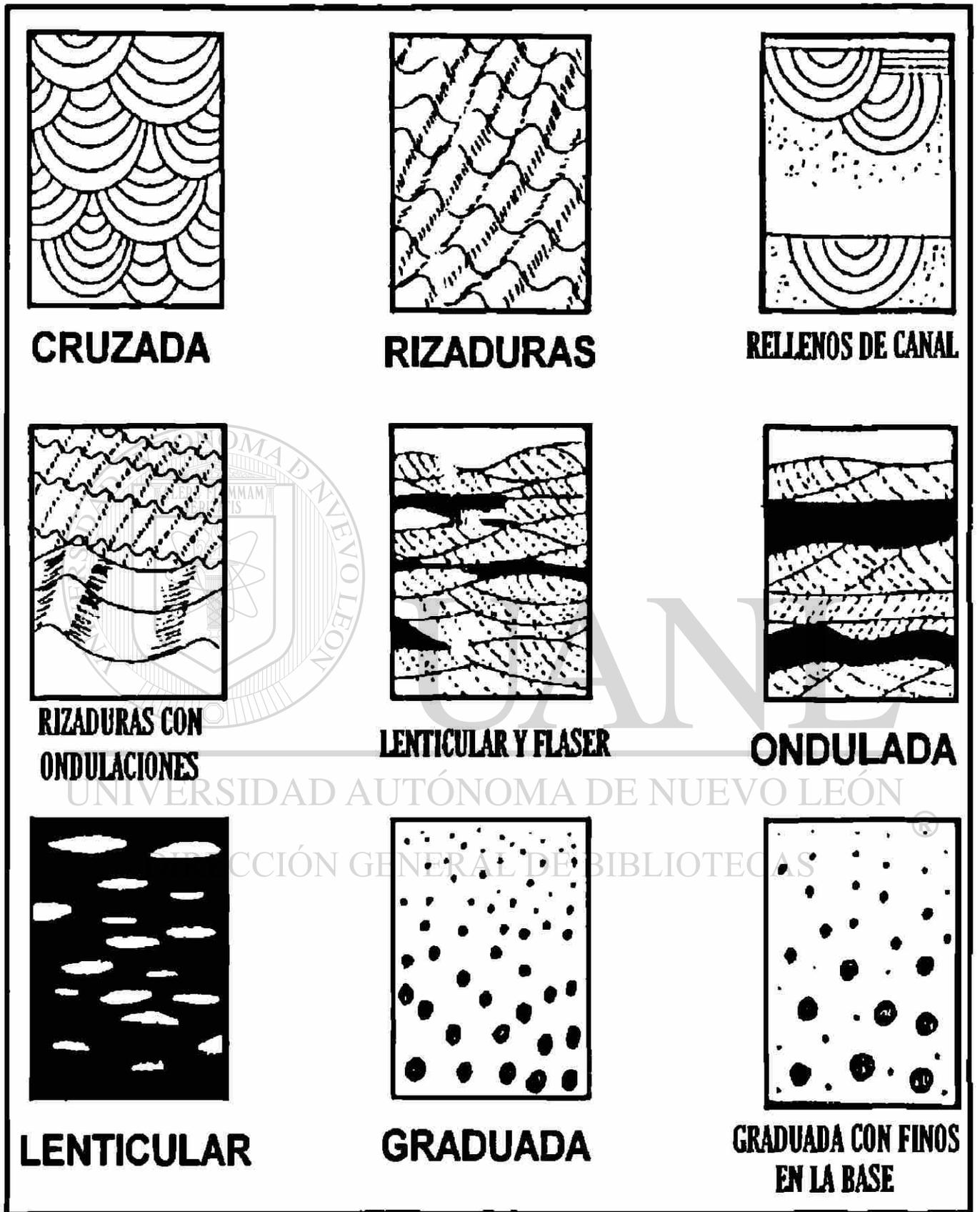


Fig. 4.5 Formas esquemáticas de tipos de estructuras sedimentarias (Modificado de Villamar V.M., 1983)

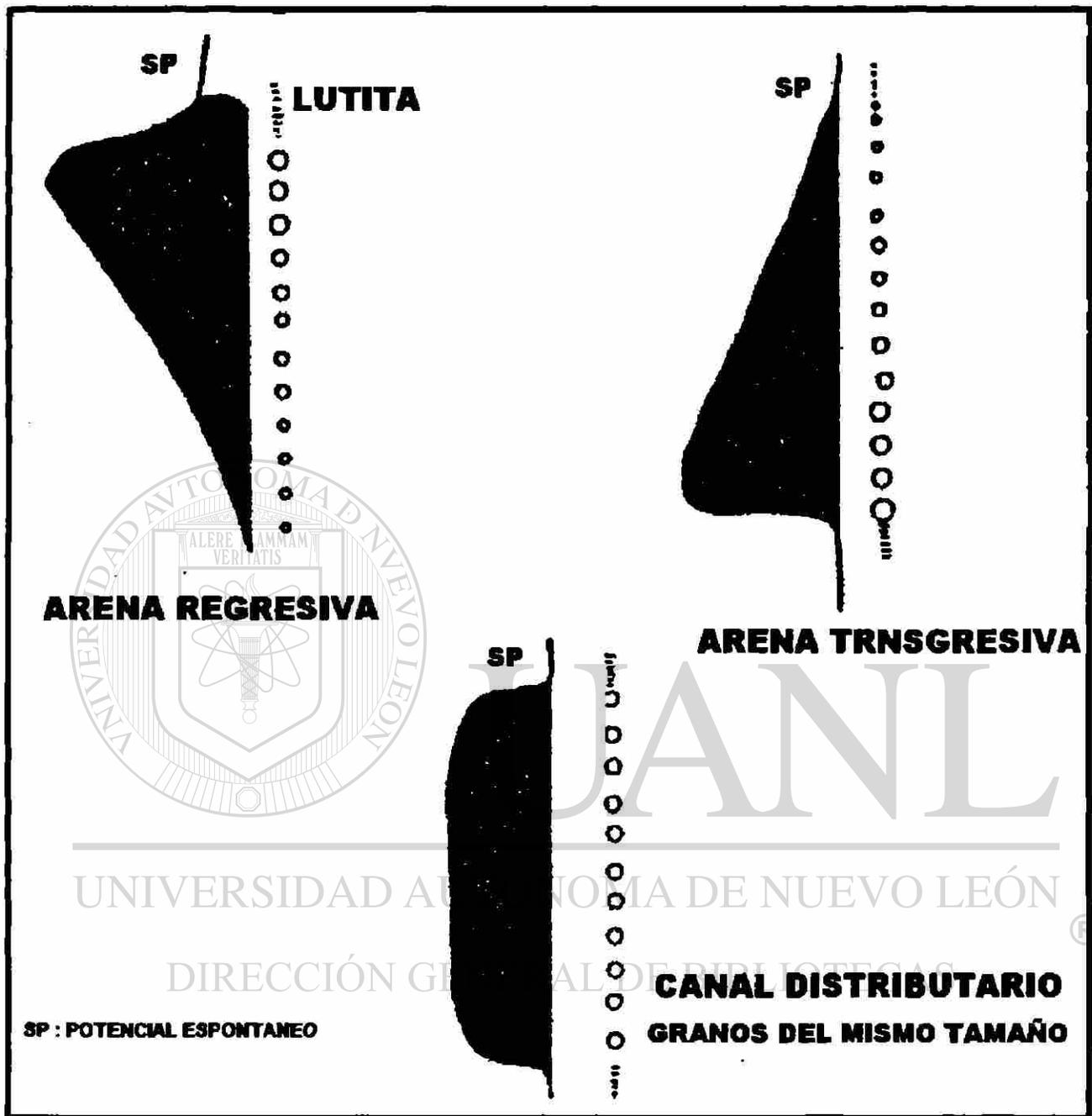
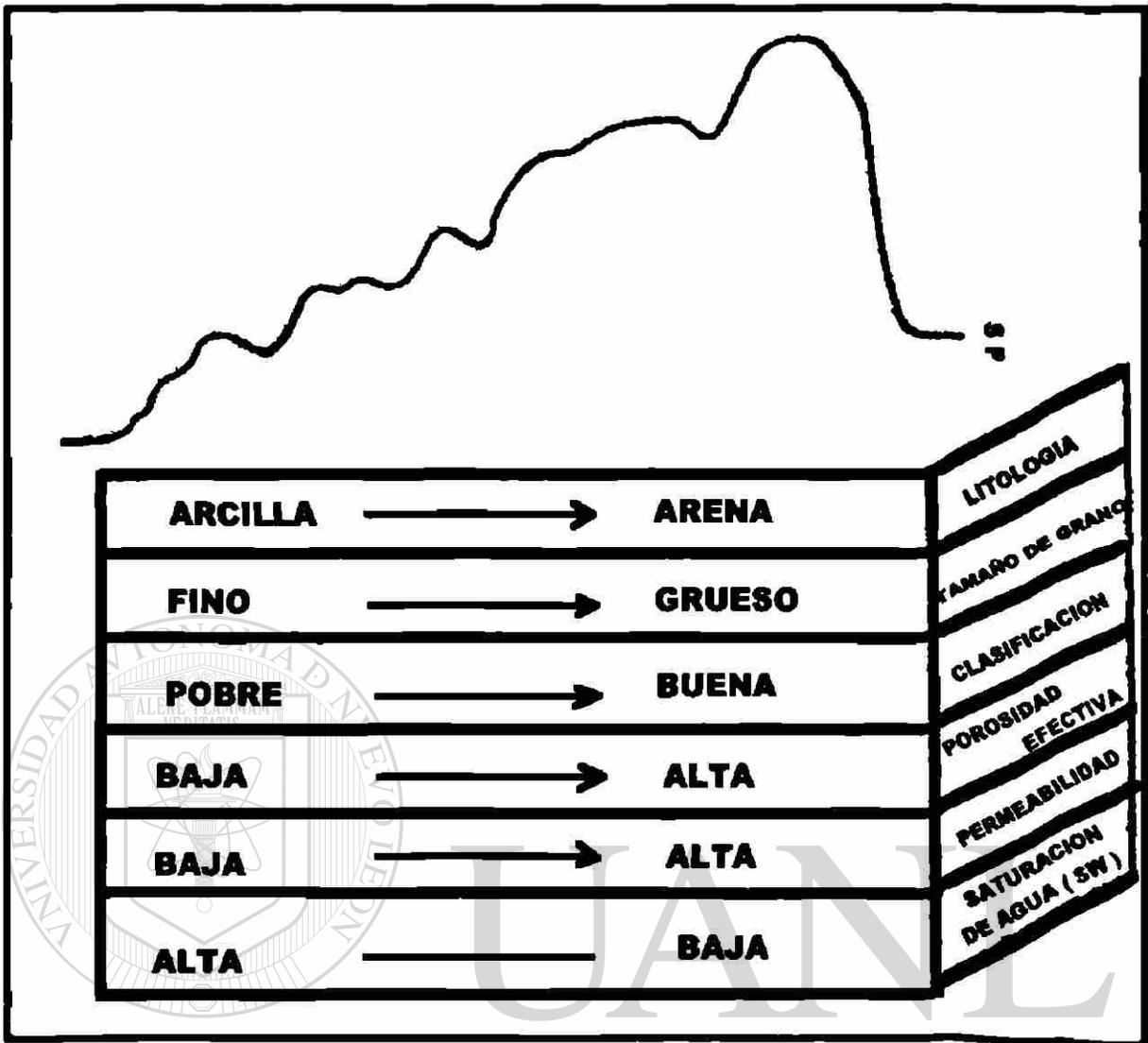


Fig. 4.6 Influencia de la posición del nivel del mar en el tamaño de los granos de un cuerpo arenoso (Villamar V.M., 1983)

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.

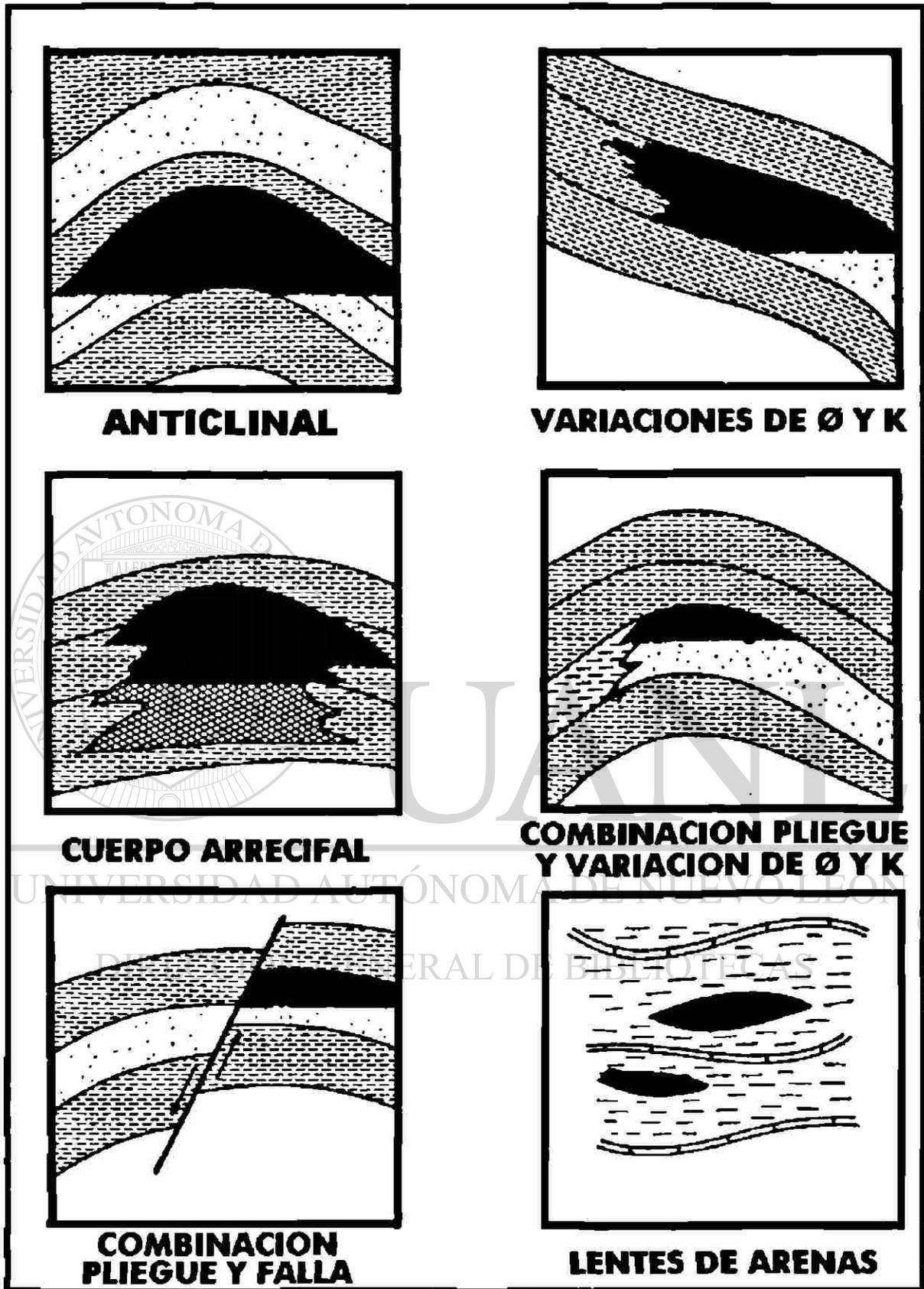
5. Solución diferencial: La solución es quizás el proceso más común de la diagénesis, esta presente en la cementación, recristalización y reemplazo.

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.



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.

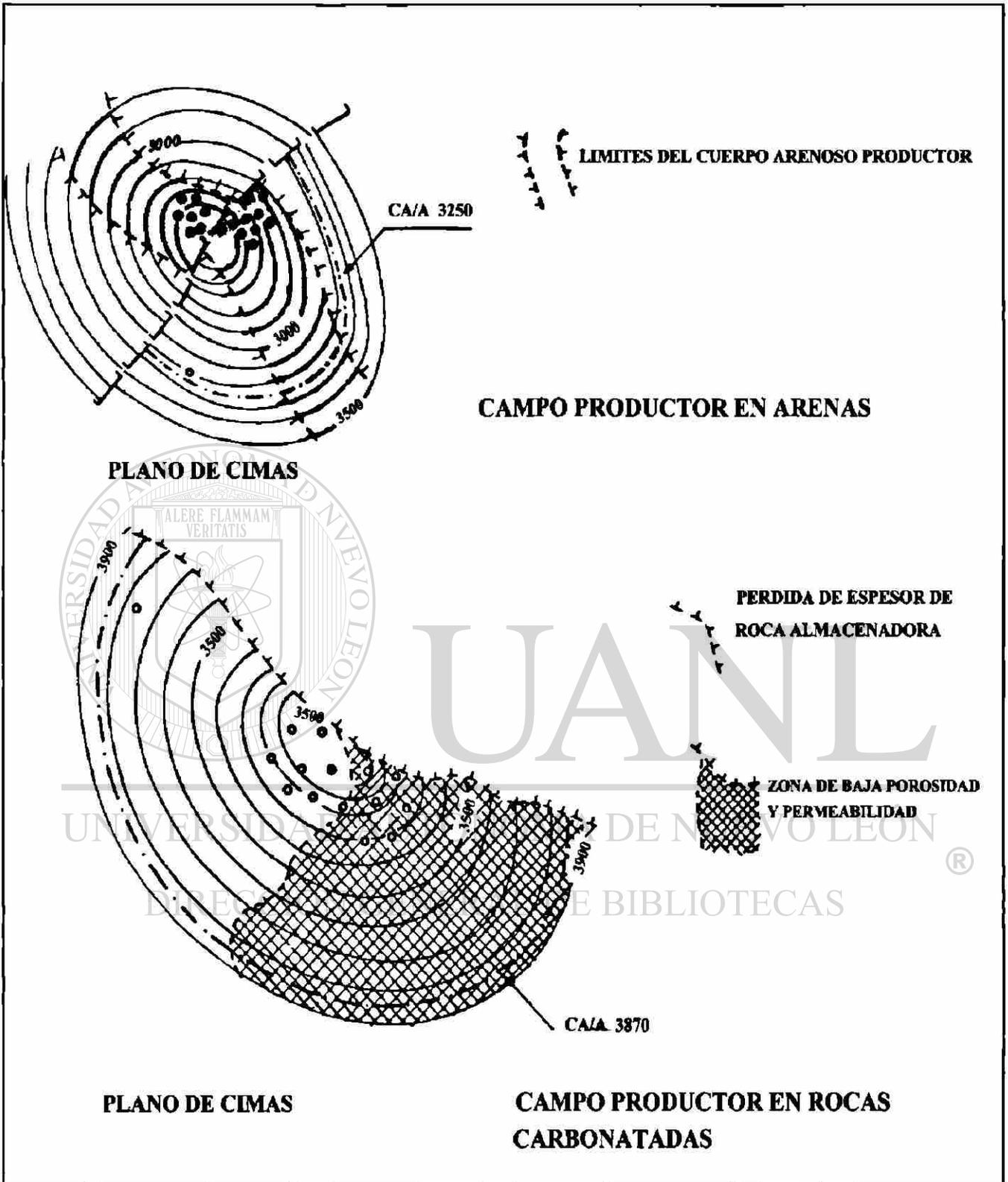


FIG. 4.9 Casos teóricos de desarrollos de campos (Villamar V.M., 1983)

2. Evaluación de yacimientos

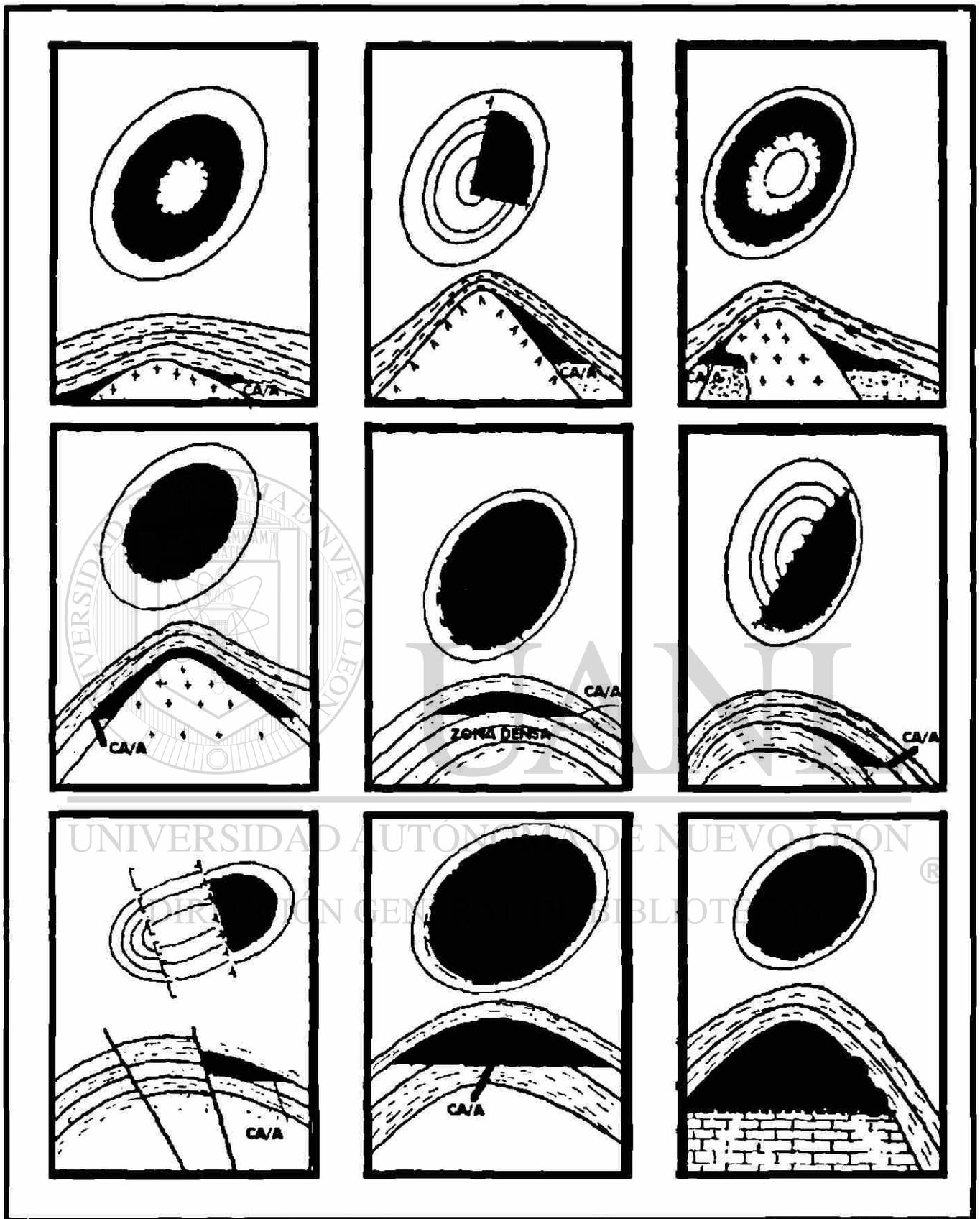
Evaluar un yacimiento o un campo es de suma importancia, ya que la cantidad de hidrocarburos recuperables dependen las inversiones que deben hacerse para el logro de la infraestructura necesaria para una correcta explotación del mismo, por lo que es conveniente que los aspectos geológicos y algunos parámetros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

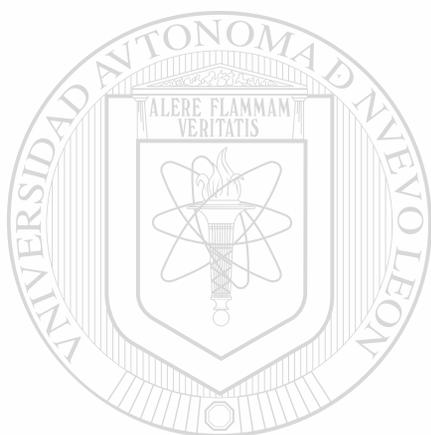
Los diferentes tipos litológicos presentes en una roca almacenadora deben conocerse por lo menos a nivel de pozo, ya que cada tipo presenta características propias. Por ejemplo, una arena normalmente contiene arcilla intersticial o interestratificada. Una arenisca contiene cementantes que pueden ser 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.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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 depositacionales 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.

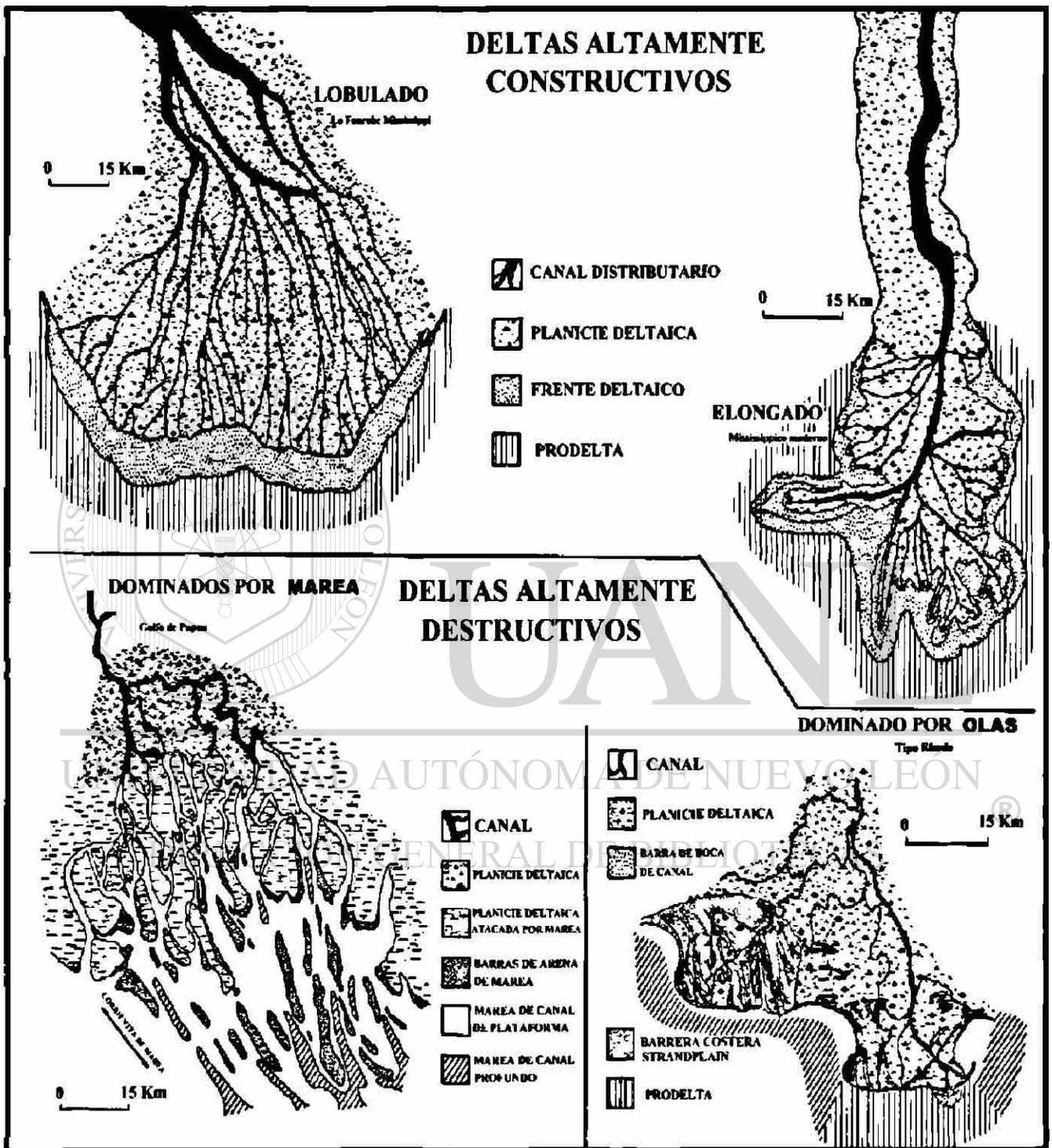


Fig. 5.1 Tipos básicos de deltas altamente constructivos y destructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

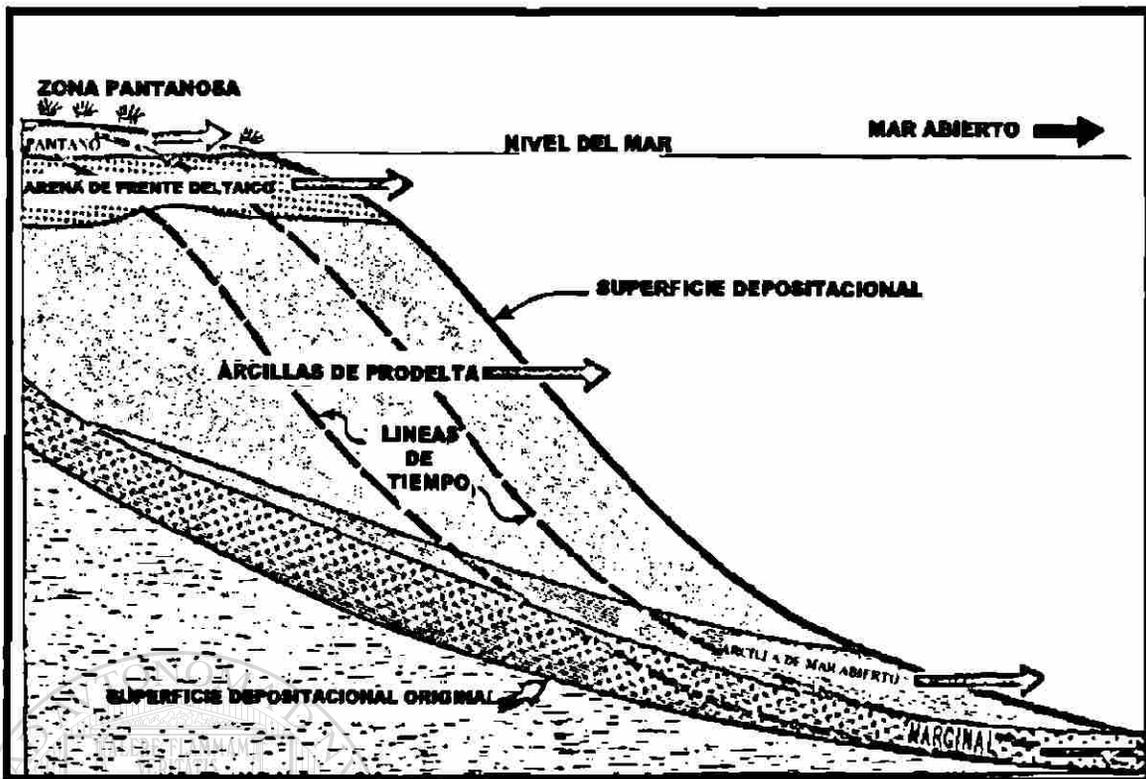


Fig. 5.2 Migración hacia el mar de ambientes deposicionales en deltas altamente constructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

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)

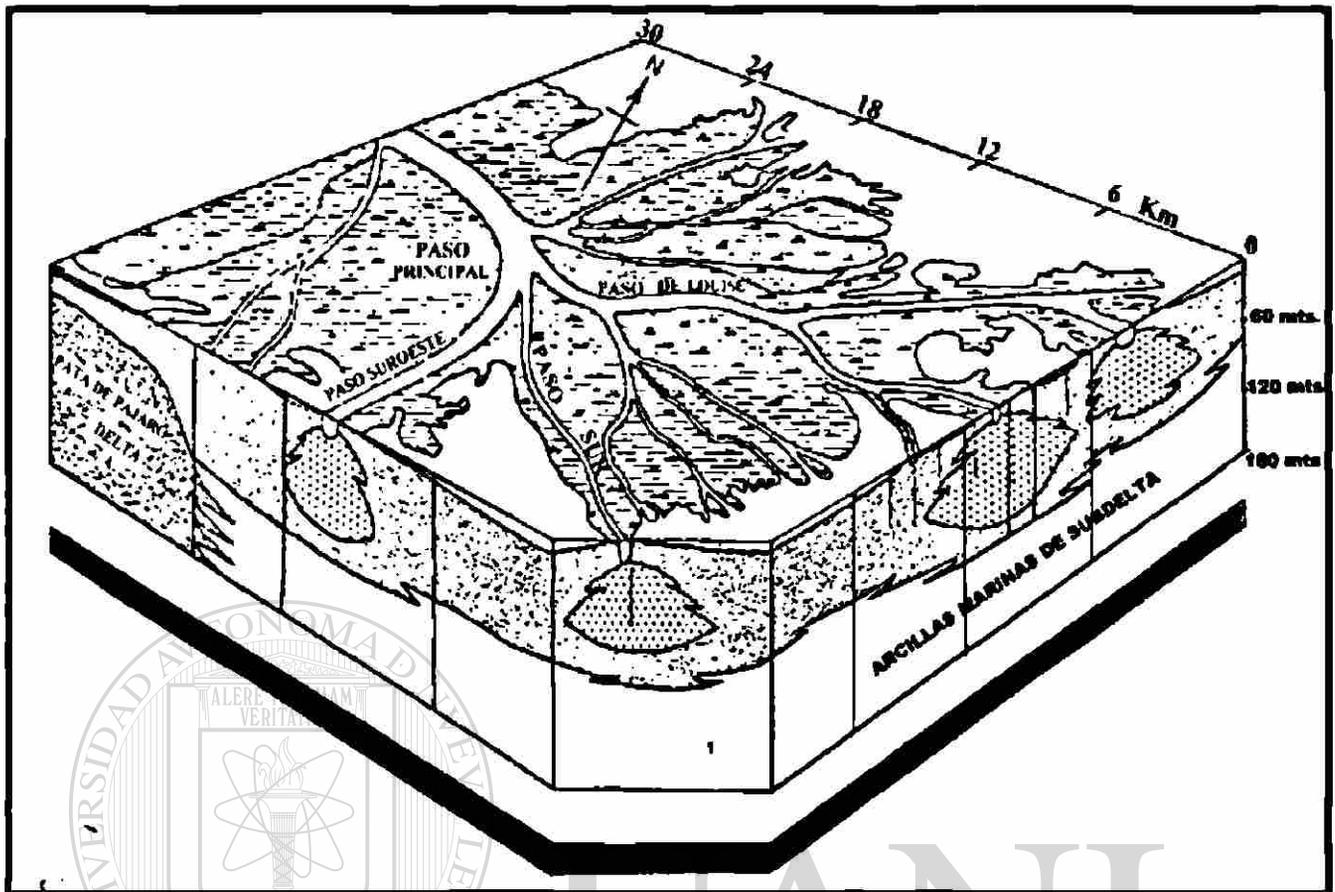


Fig. 5.4 Delta elongado, altamente constructivo del moderno Mississippi (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

DELTA 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).

MODELO RAMIFICADO

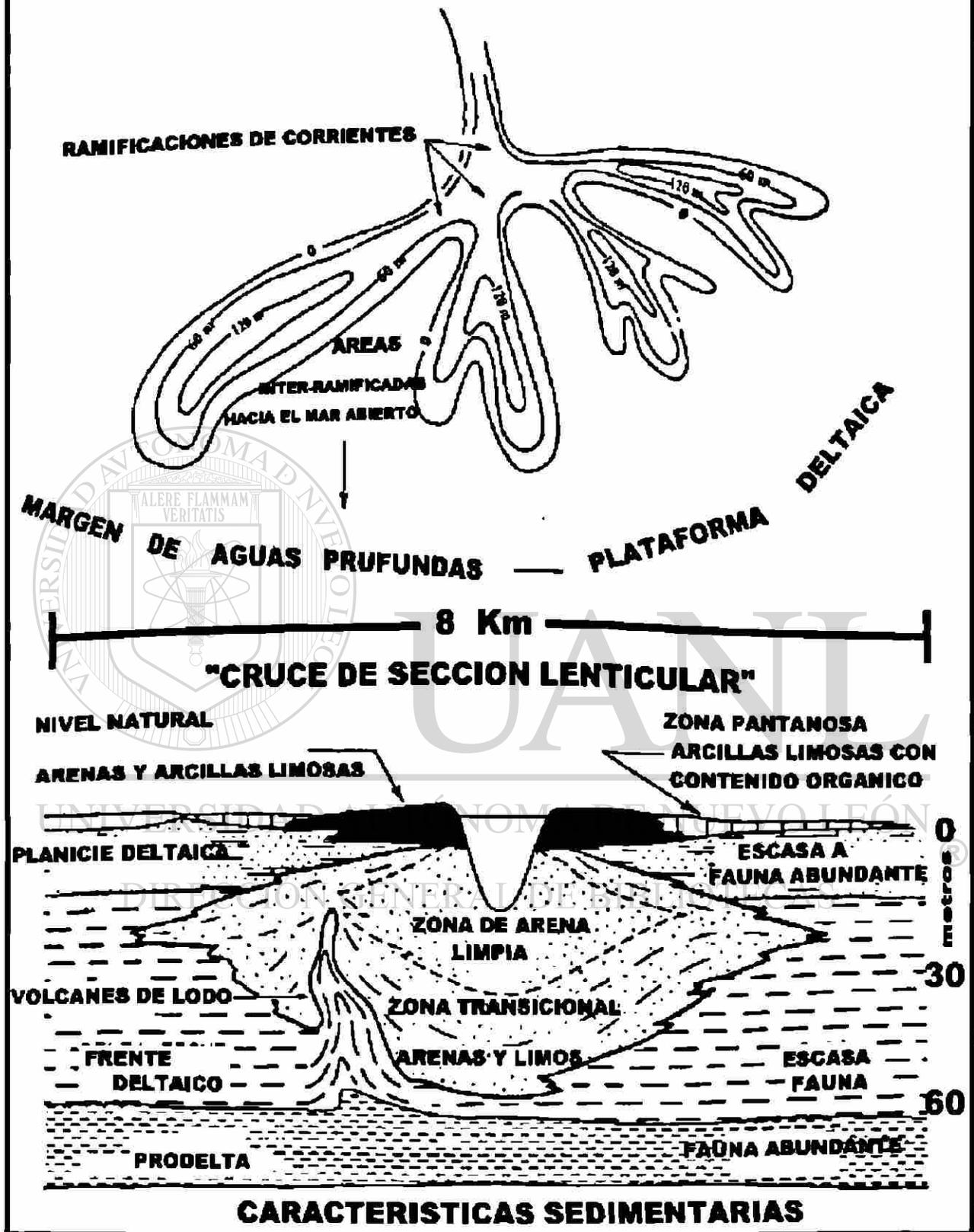


Fig. 5.5 Distinguiendo características geométricas y sedimentarias de depósitos de barra digitada (Modificado de Morgan J.P., 1970)

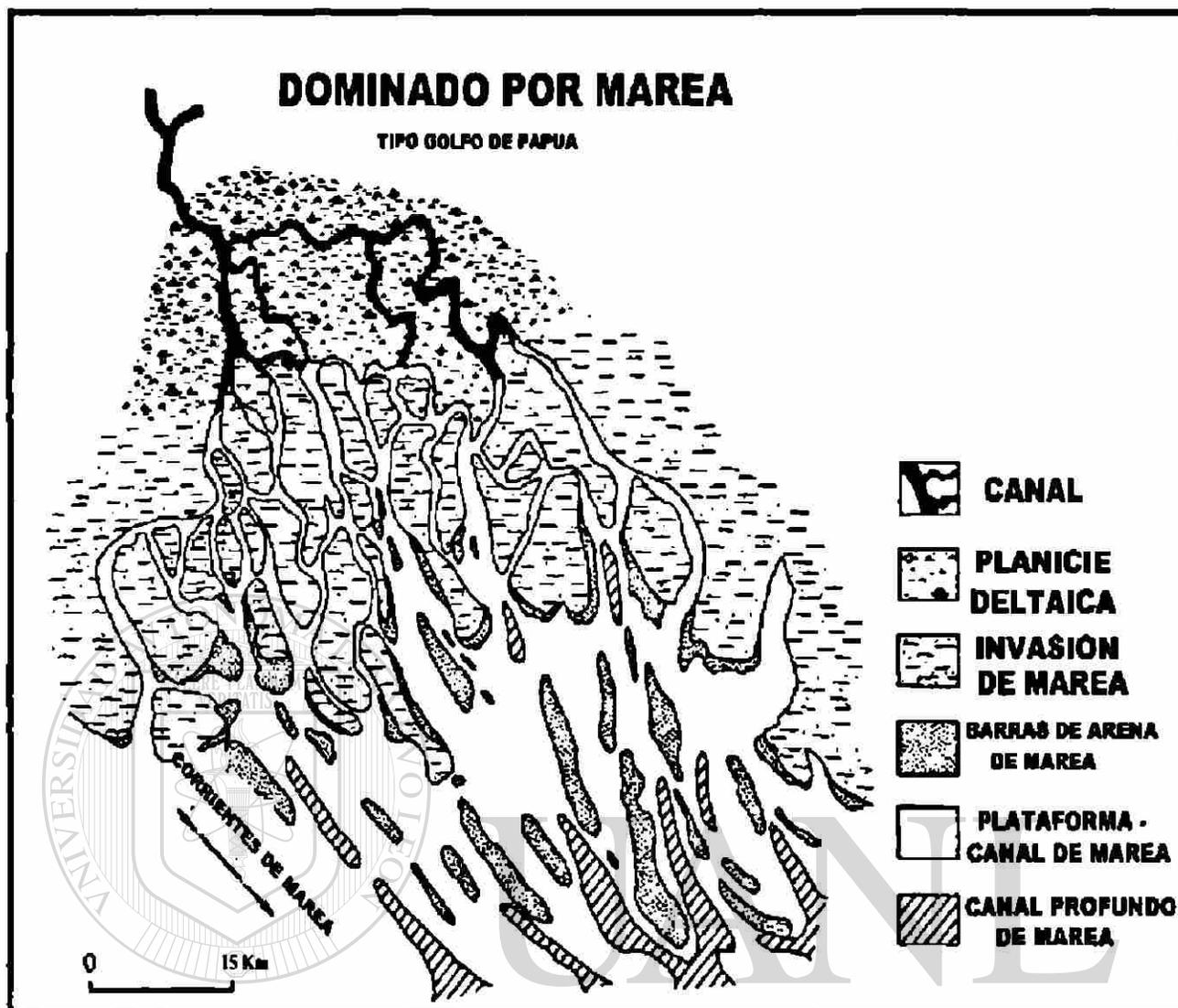


Fig. 5.6 Modelo esquelético de deltas destructivos (Fisher W.L., Brown L.F., Scott A.J. and Mc Gowen J.H., 1969)

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.

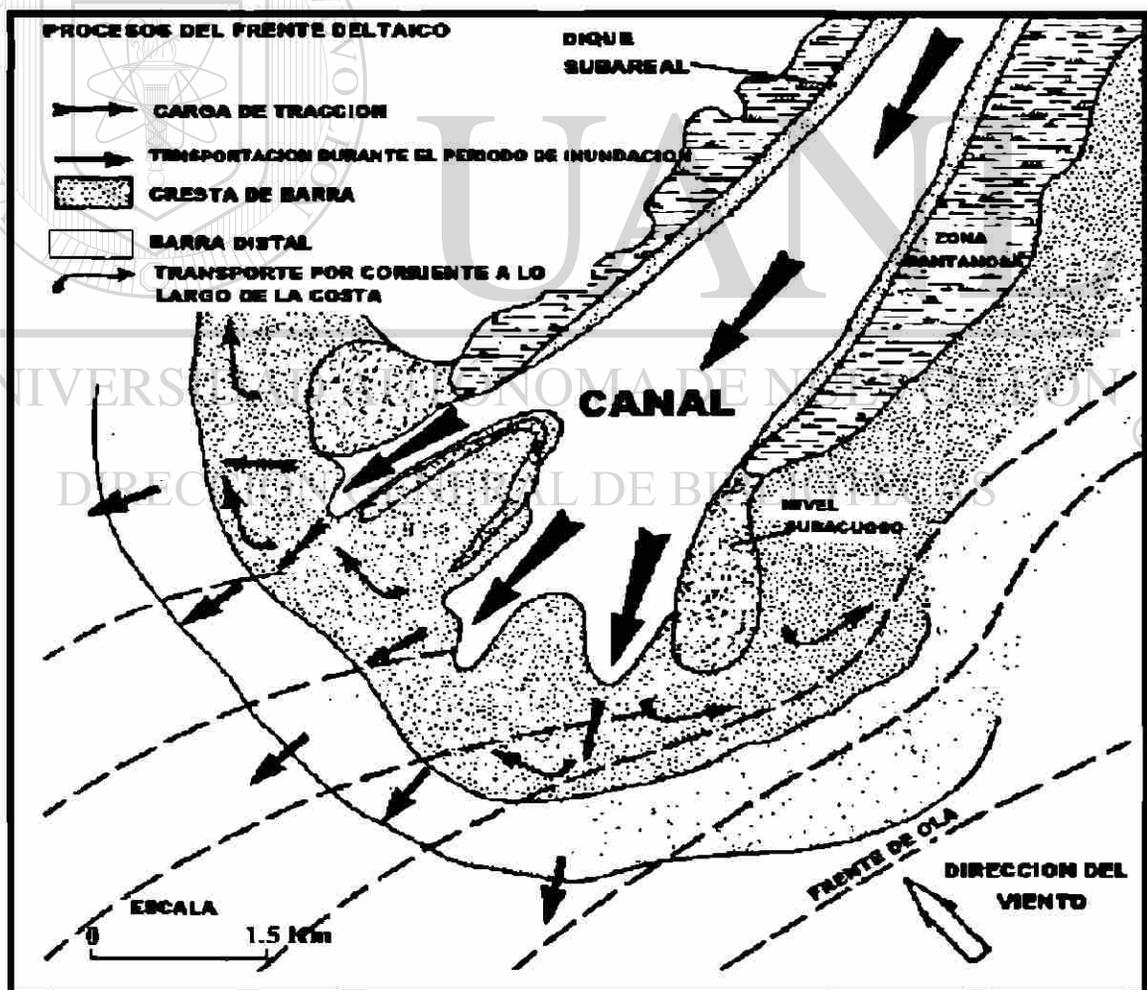


Fig.5.7 Procesos del frente deltáico (Press F. And Siever R., 1998)

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.

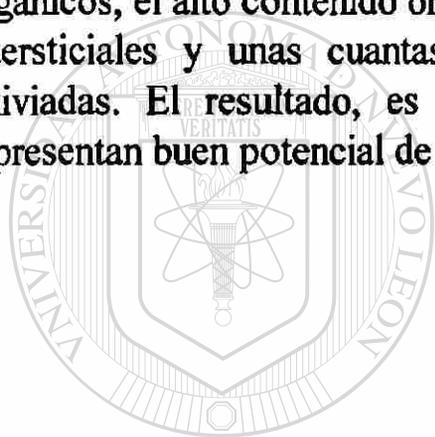
La vegetación en zonas pantanosas y marismas varía de acuerdo con la salinidad, drenaje y otras condiciones ambientales. Debido a estas diferencias, diferentes tipos de turba se acumulan en cada uno de los variados ambientes florales. La determinación de los acumulamientos orgánicos in situ dentro del 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 fosilífera y estos lodos representan buen potencial de roca madre para aceite y gas.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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 menciono 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).

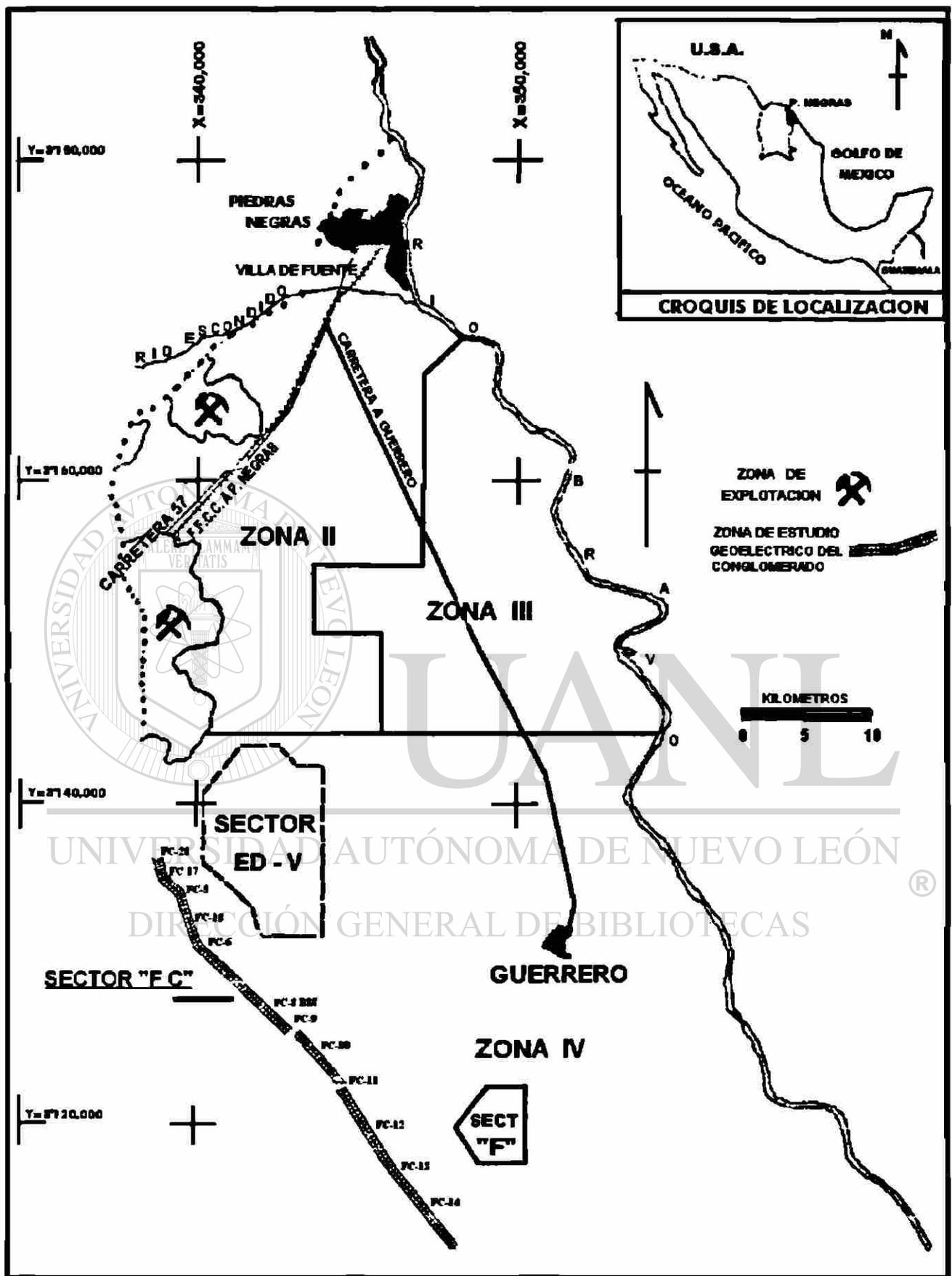


Fig. 6.1 Localización de las zonas ED-III y ED-IV productoras de aceite (Rodríguez M.J.M., 1985)



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.

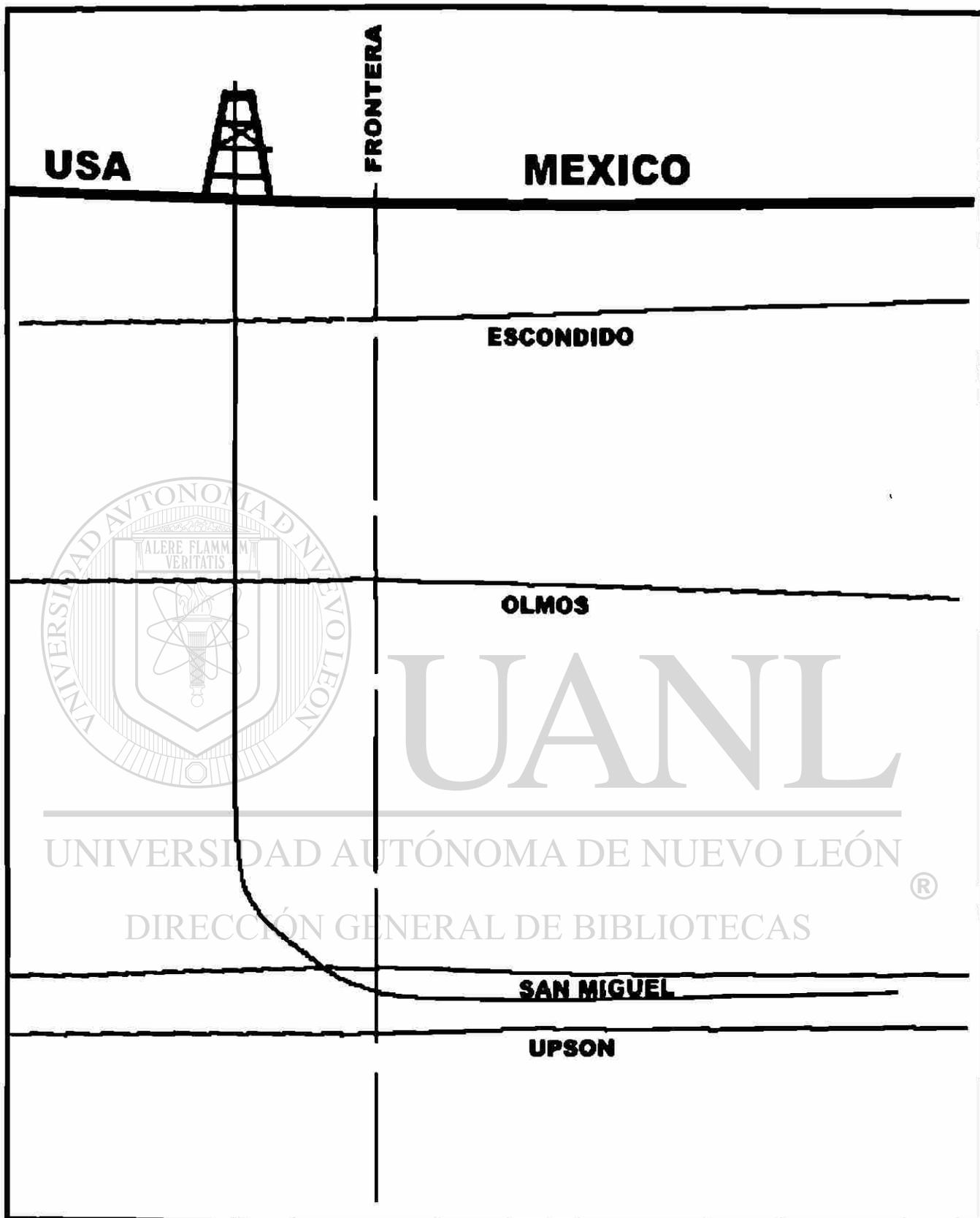


Fig. 6.2 Diagrama esquematizado de un pozo direccional que pudiera estar presente en el área de estudio



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

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS. [®]

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 esta 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.

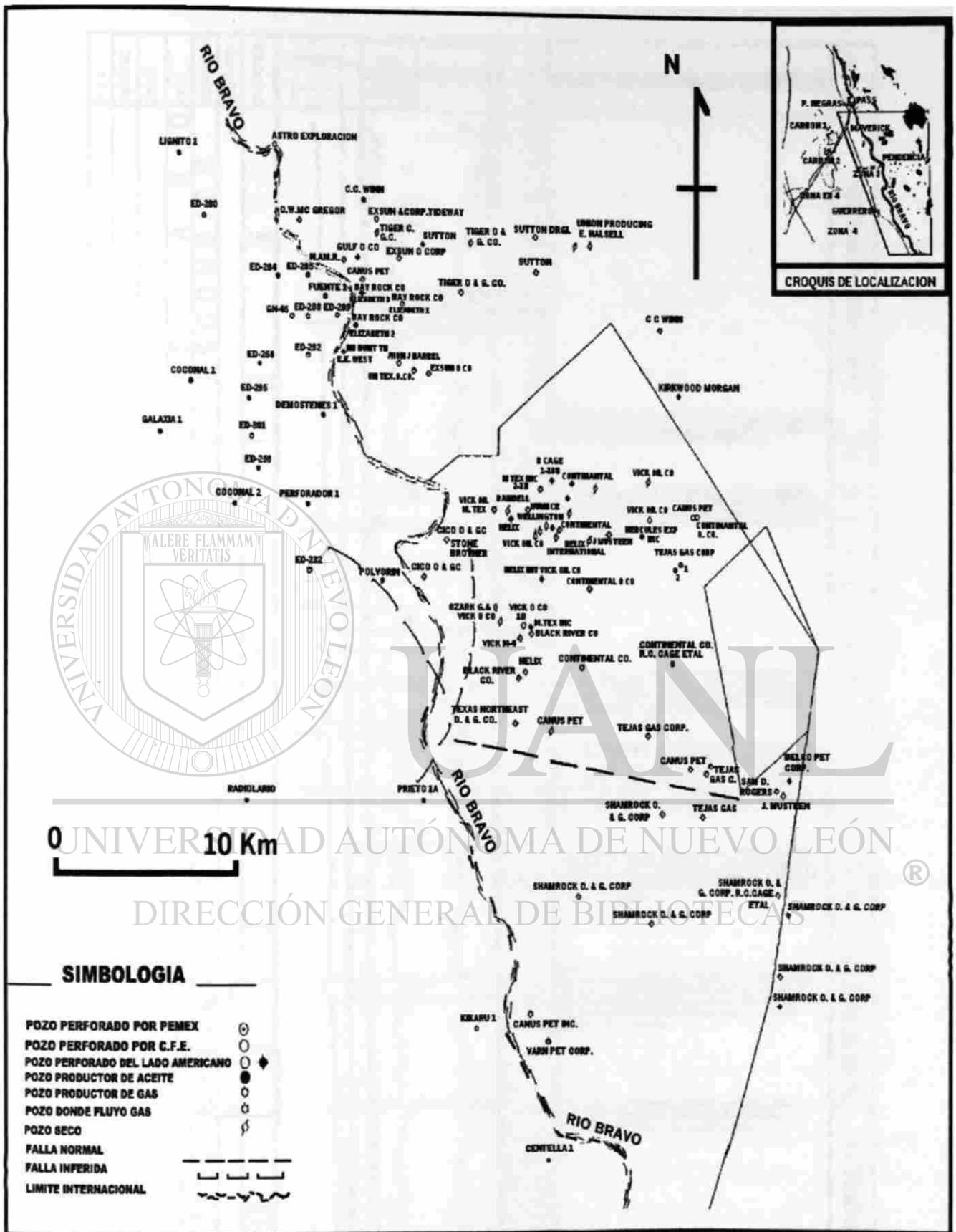


Fig. 6.3 Pozos perforados en ambos lados de la frontera (Rodríguez M.J.M., 1985)

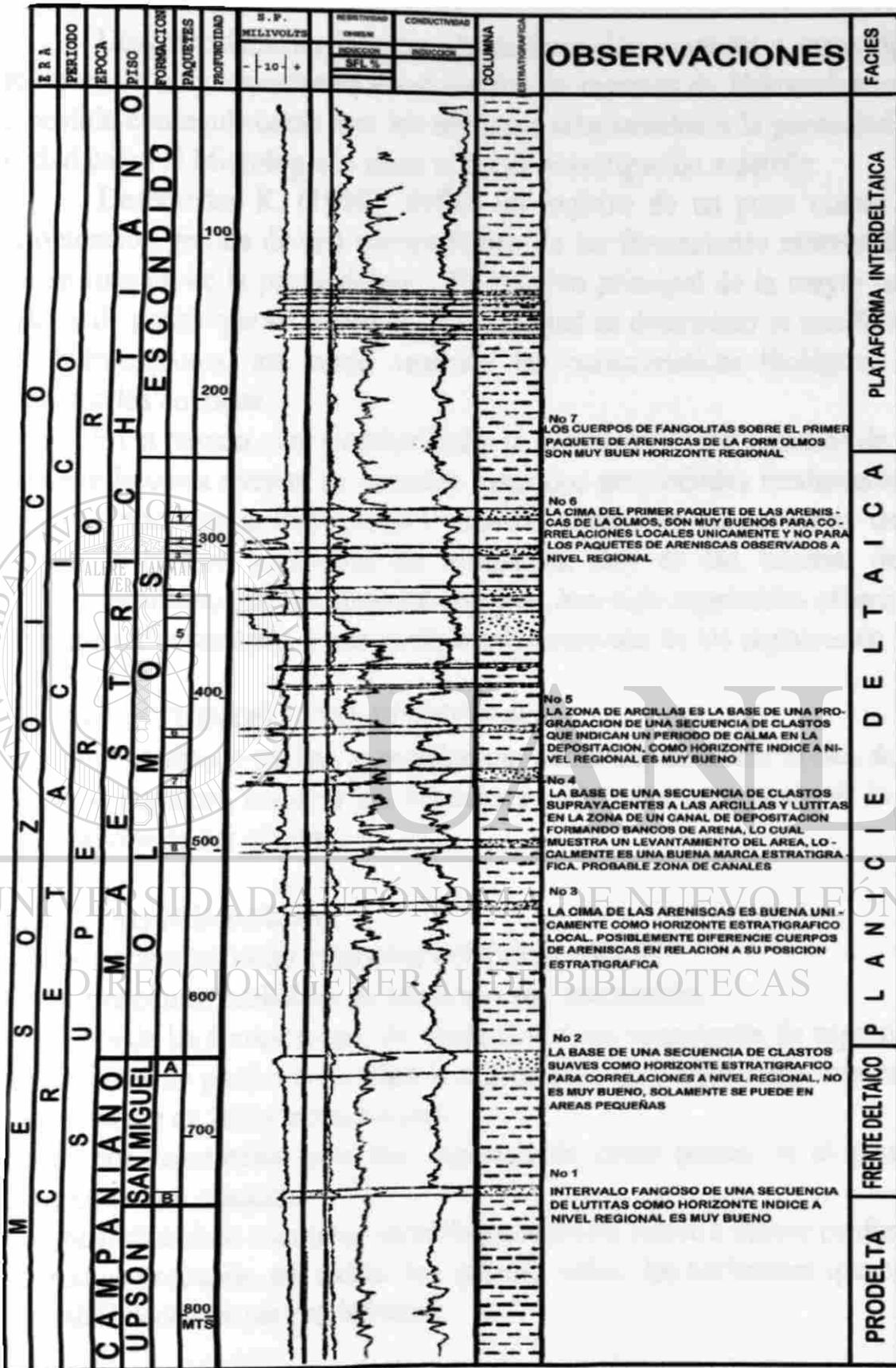


Fig. 6.4 Descripción de un núcleo tipo de la subcuenca de Fuentes Río Escondido (Modificado de Rodríguez M.J.M., 1983)

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.

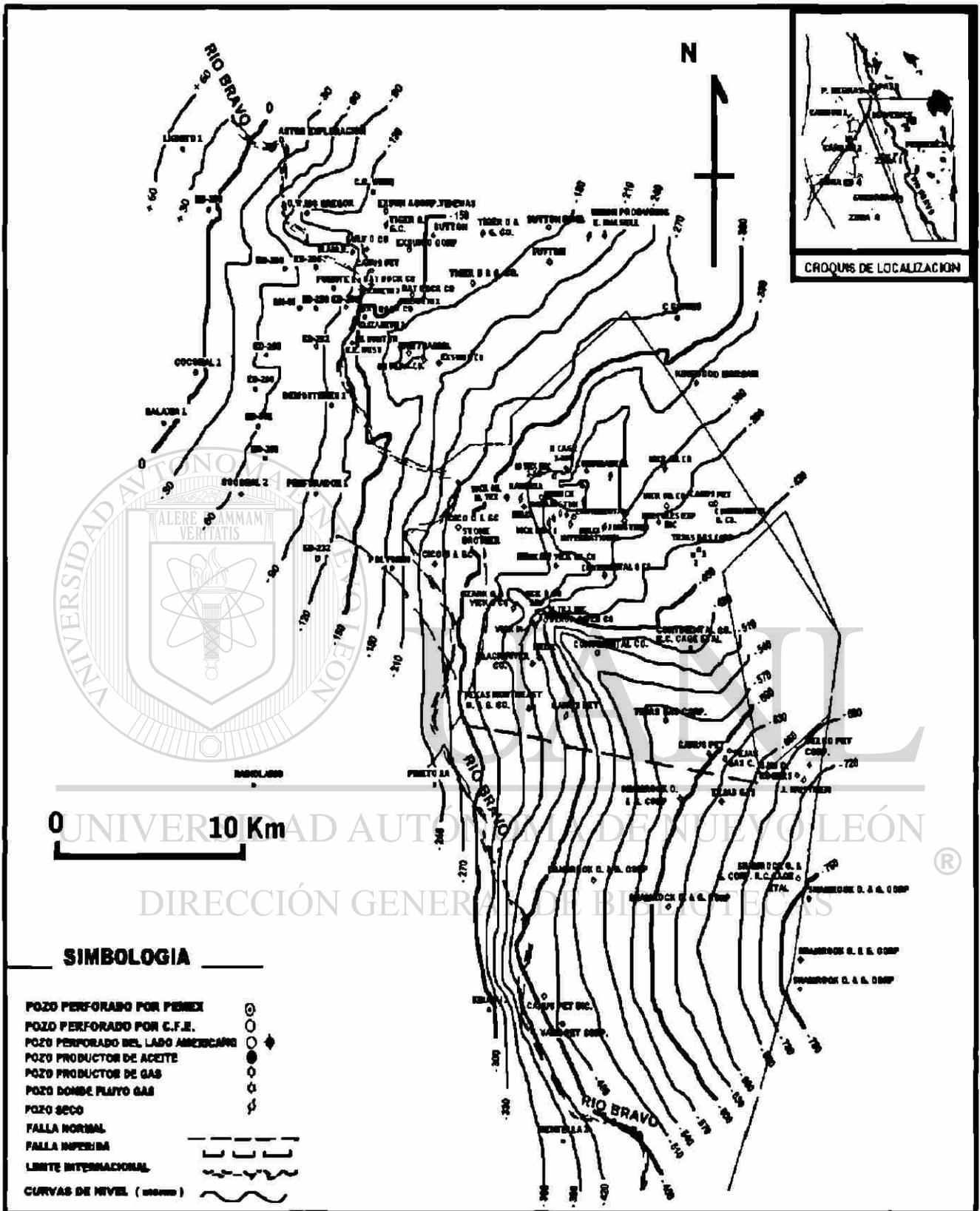


Fig. 6.5 Carta estructural a la cima de la Formación San Miguel

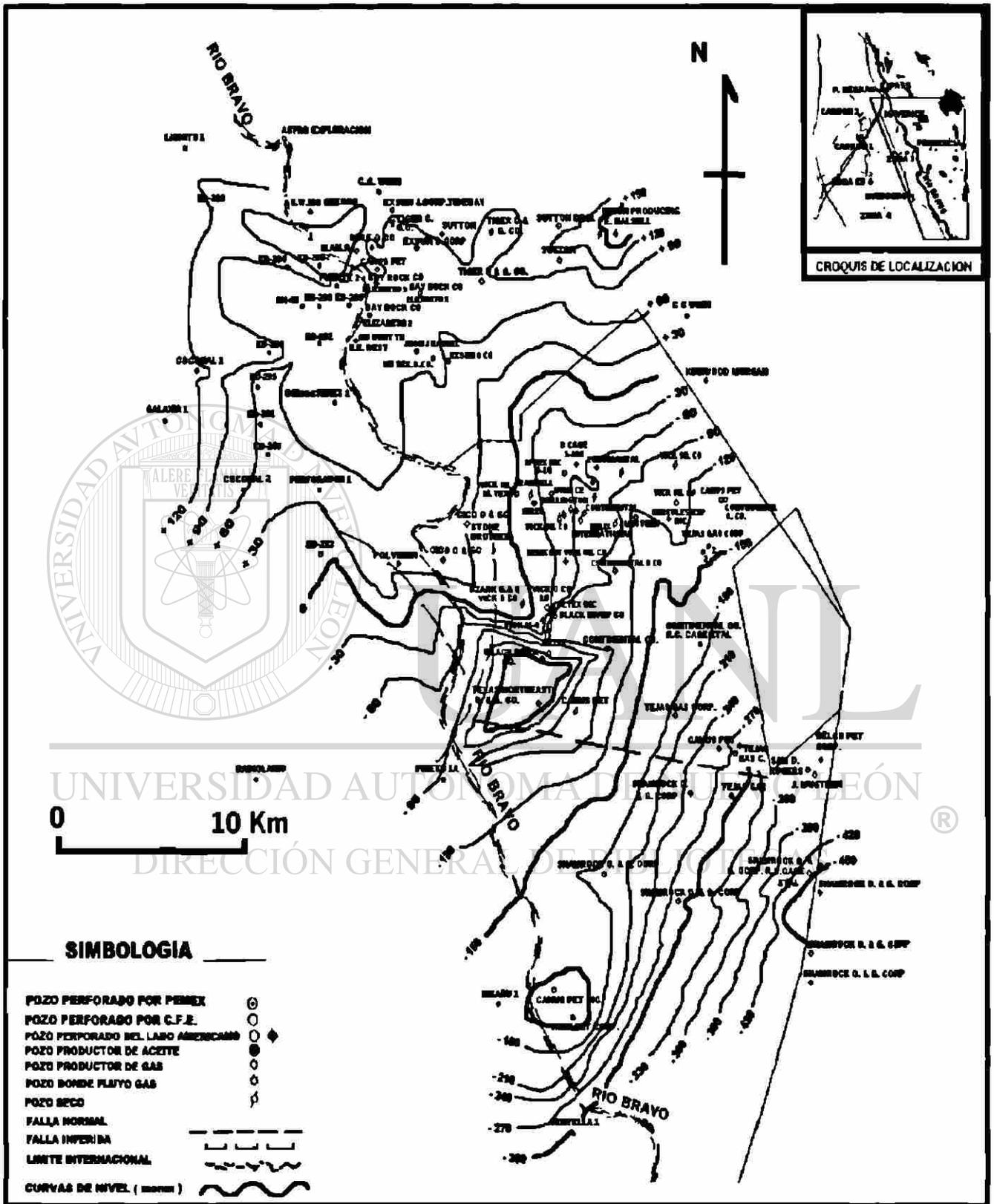


Fig. 6.6 Carta estructural a la cima de la Formación Olmos

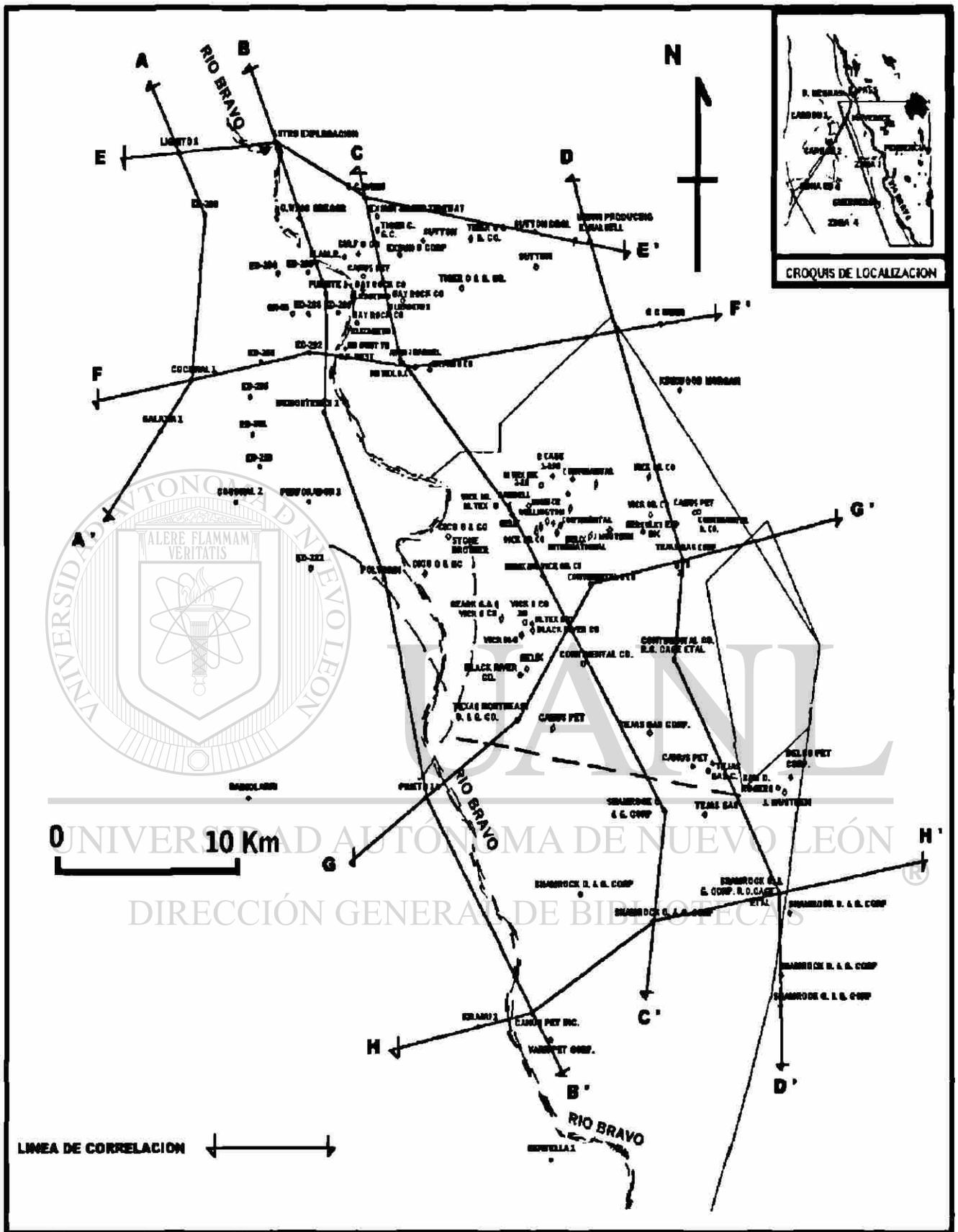


Fig. 6.7 Reticula trazada para correlaciones estratigráficas del área de estudio

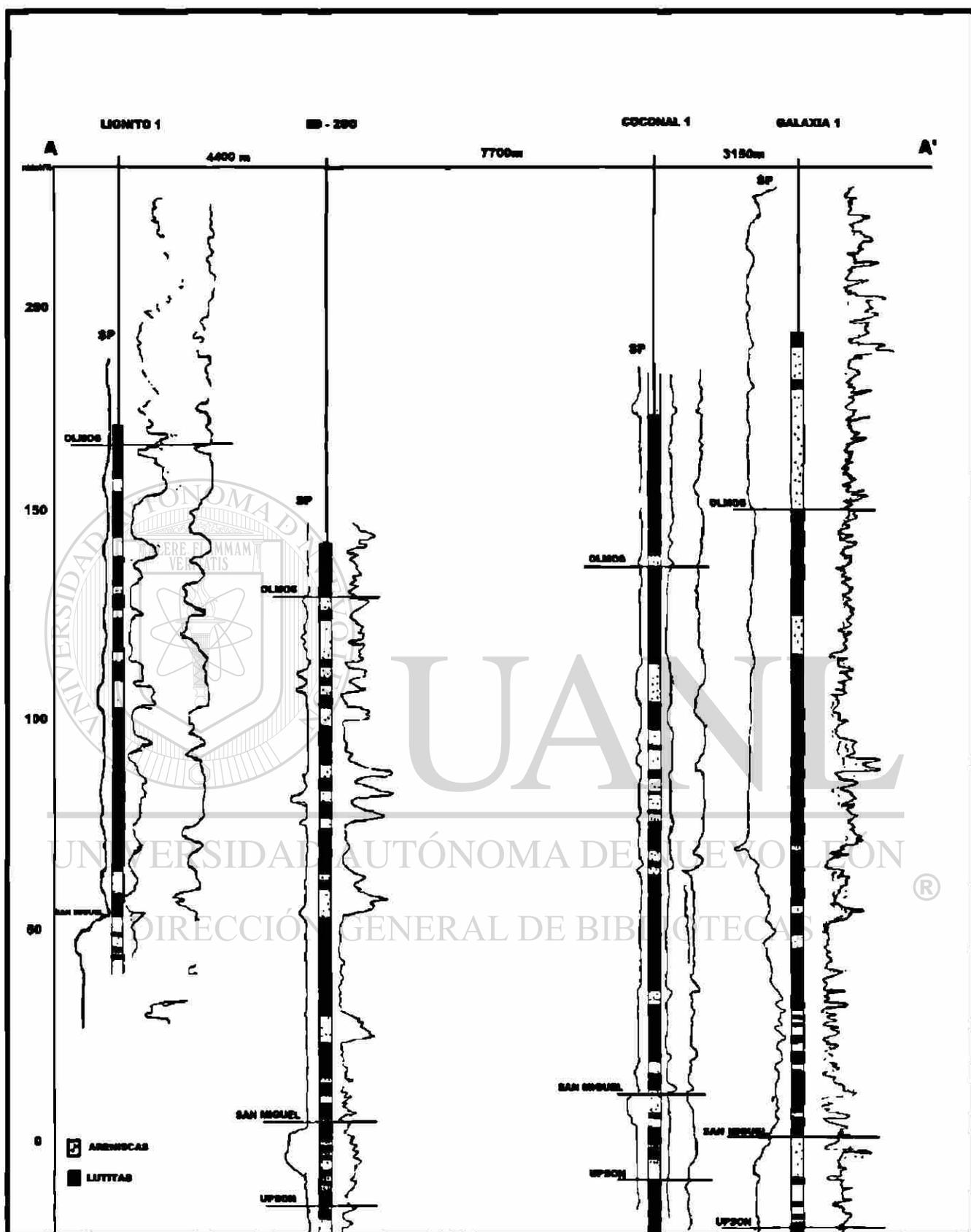


Fig. 6.8 Correlación estratigráfica de la sección A-A'

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 geoestadísticas. 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

Ø : 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

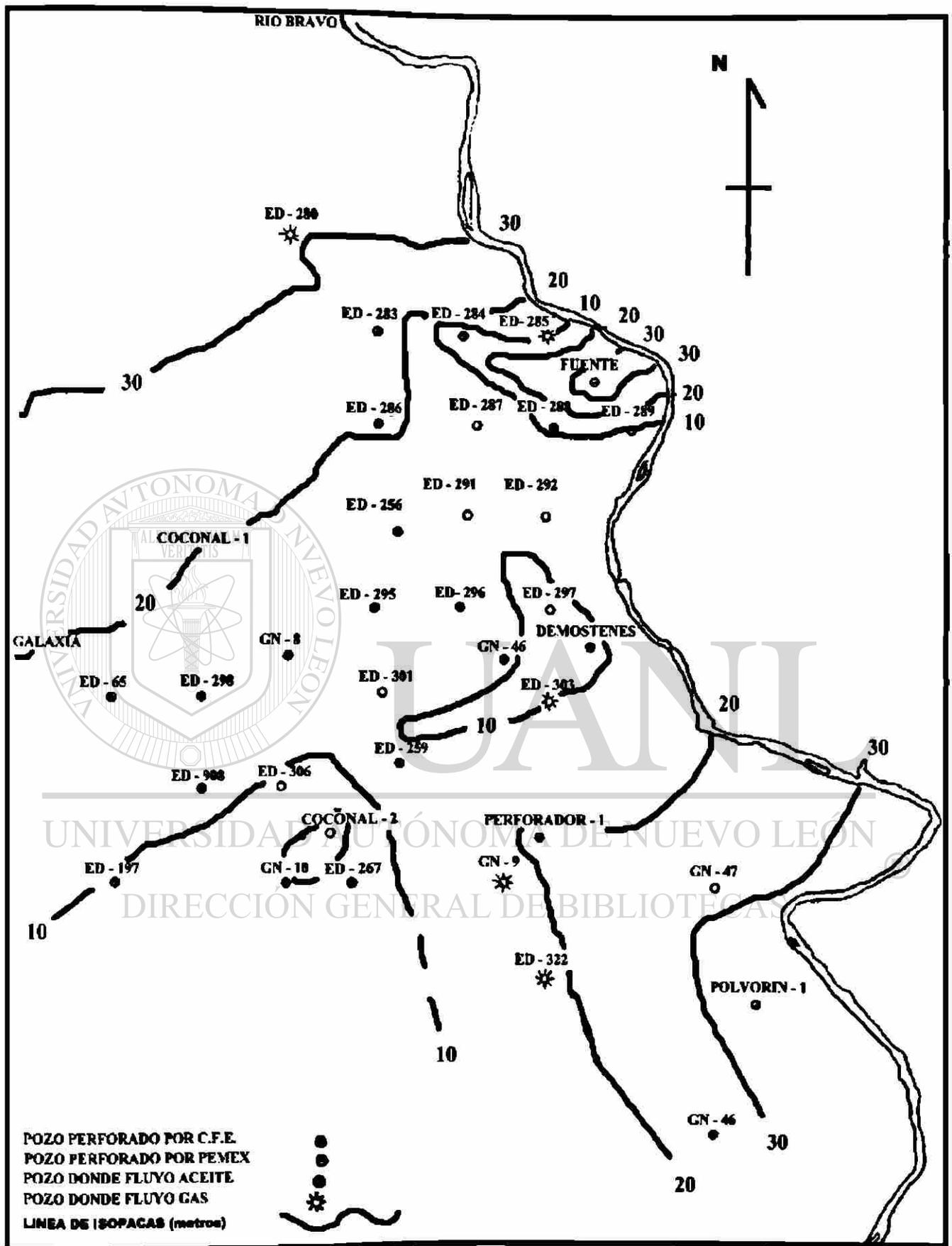


FIG. 7.1 Plano de isopacas de la Formación San Miguel
(Modificado de Rodríguez M.J.M., 1983)

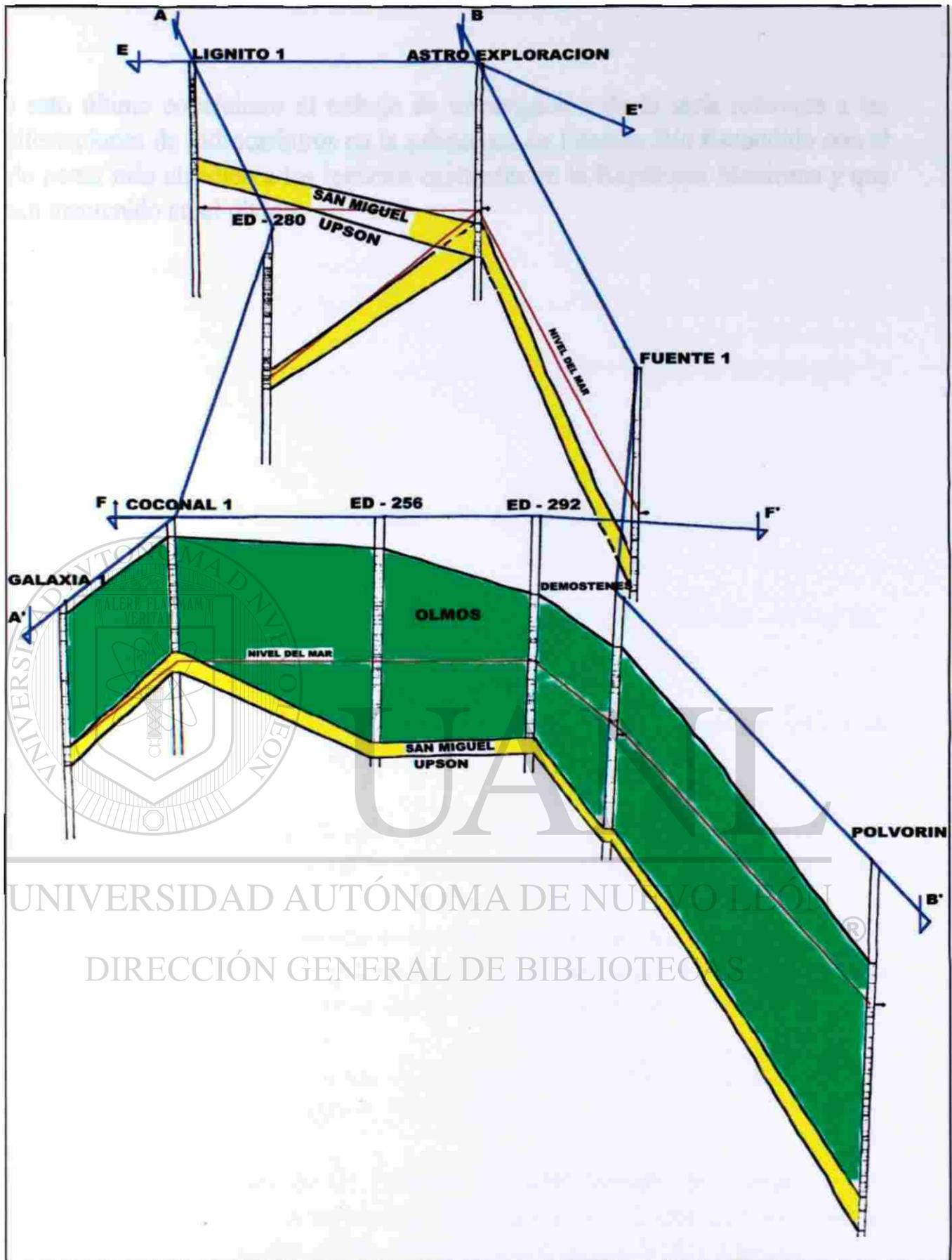
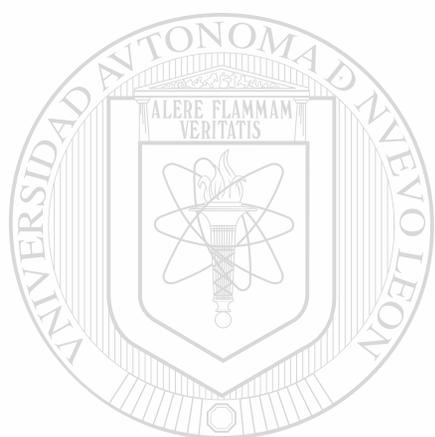


Fig. 7.2 Modelo tridimensional del yacimiento

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.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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 Berlin 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.

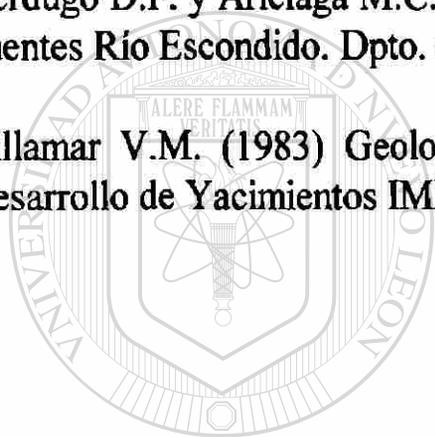
Velázquez E. (1990) Tectónica de Placas. Informe Geológico. PEMEX Distrito Norte Poza Rica, Veracruz.

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.

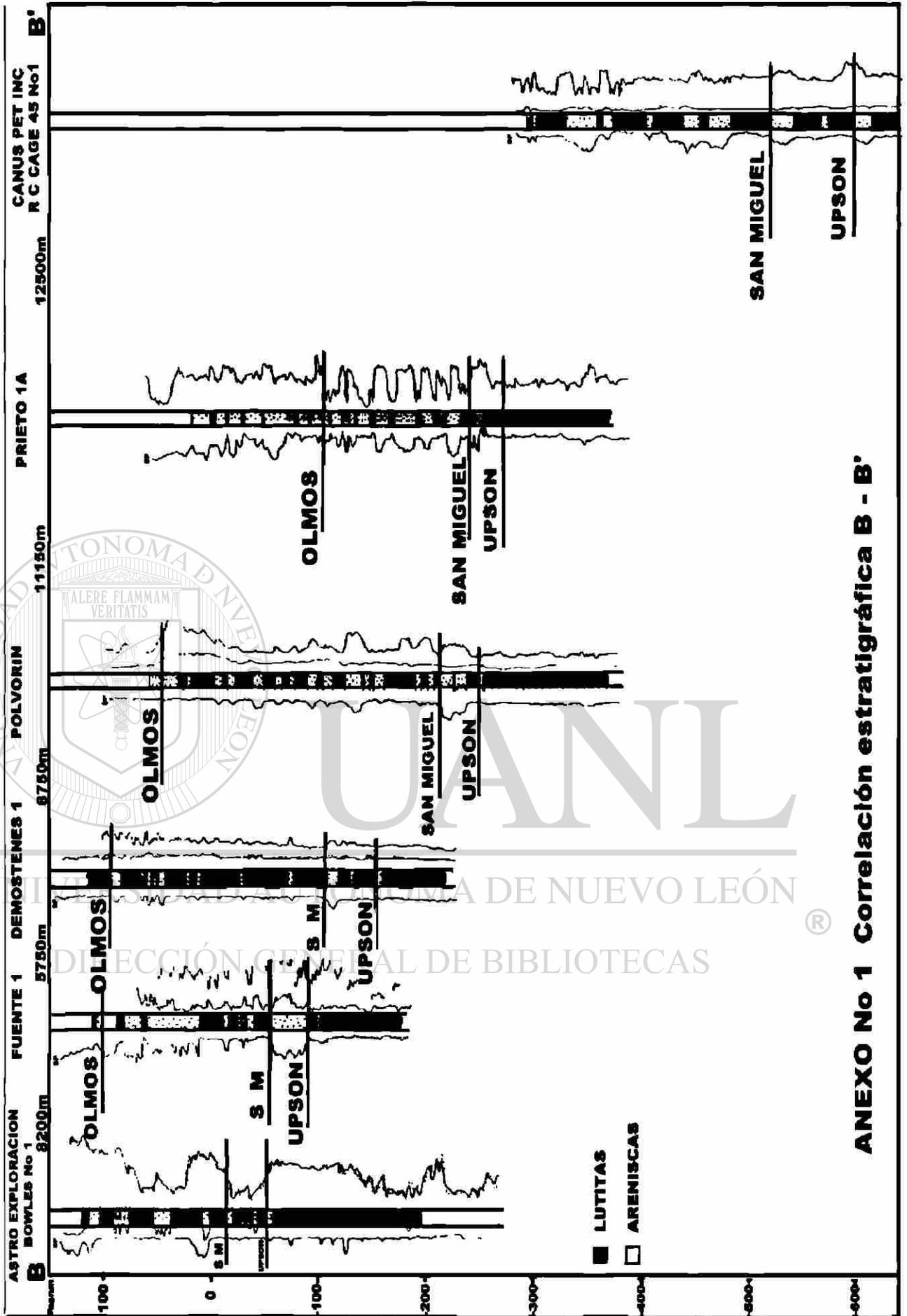


UANL

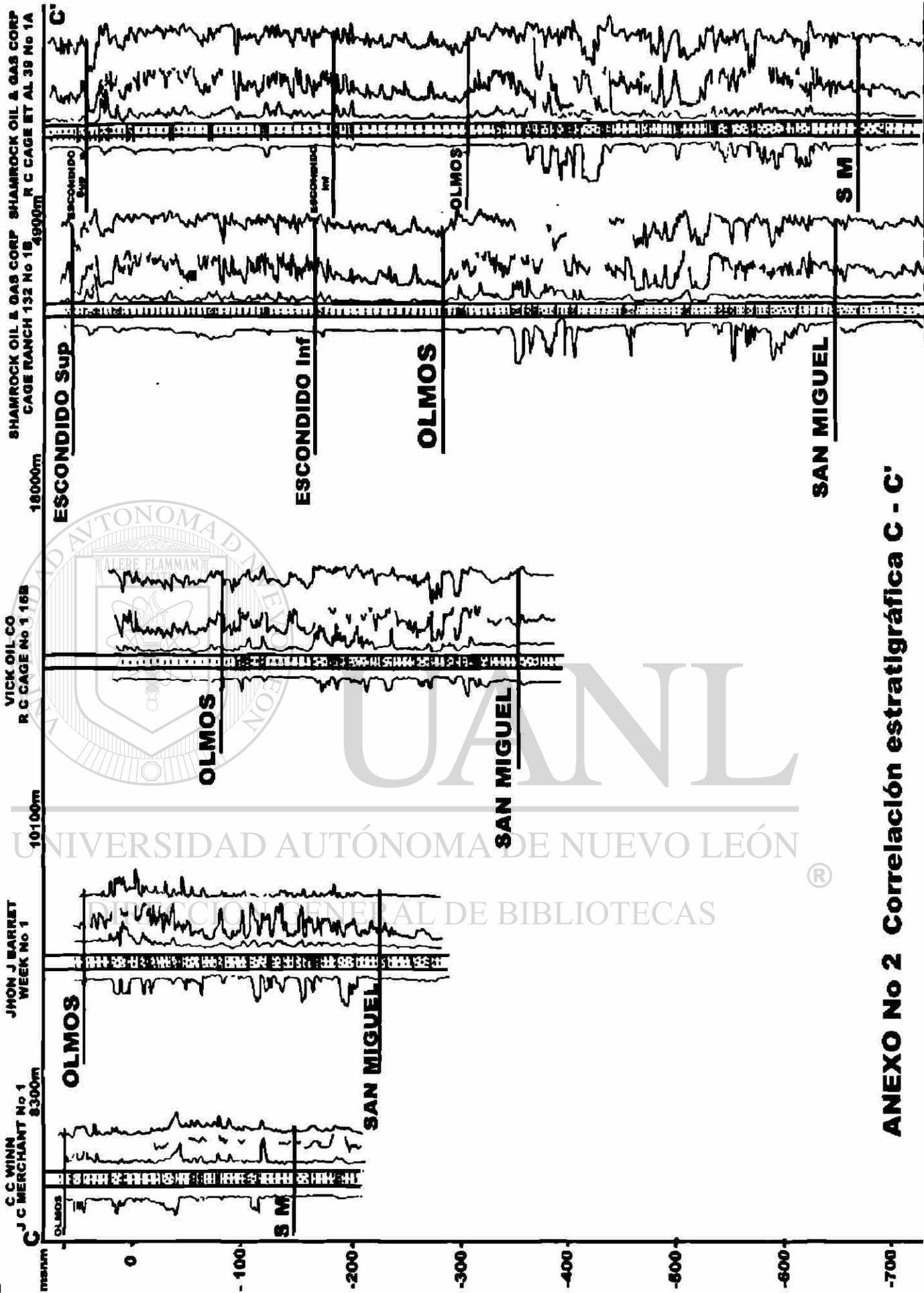
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



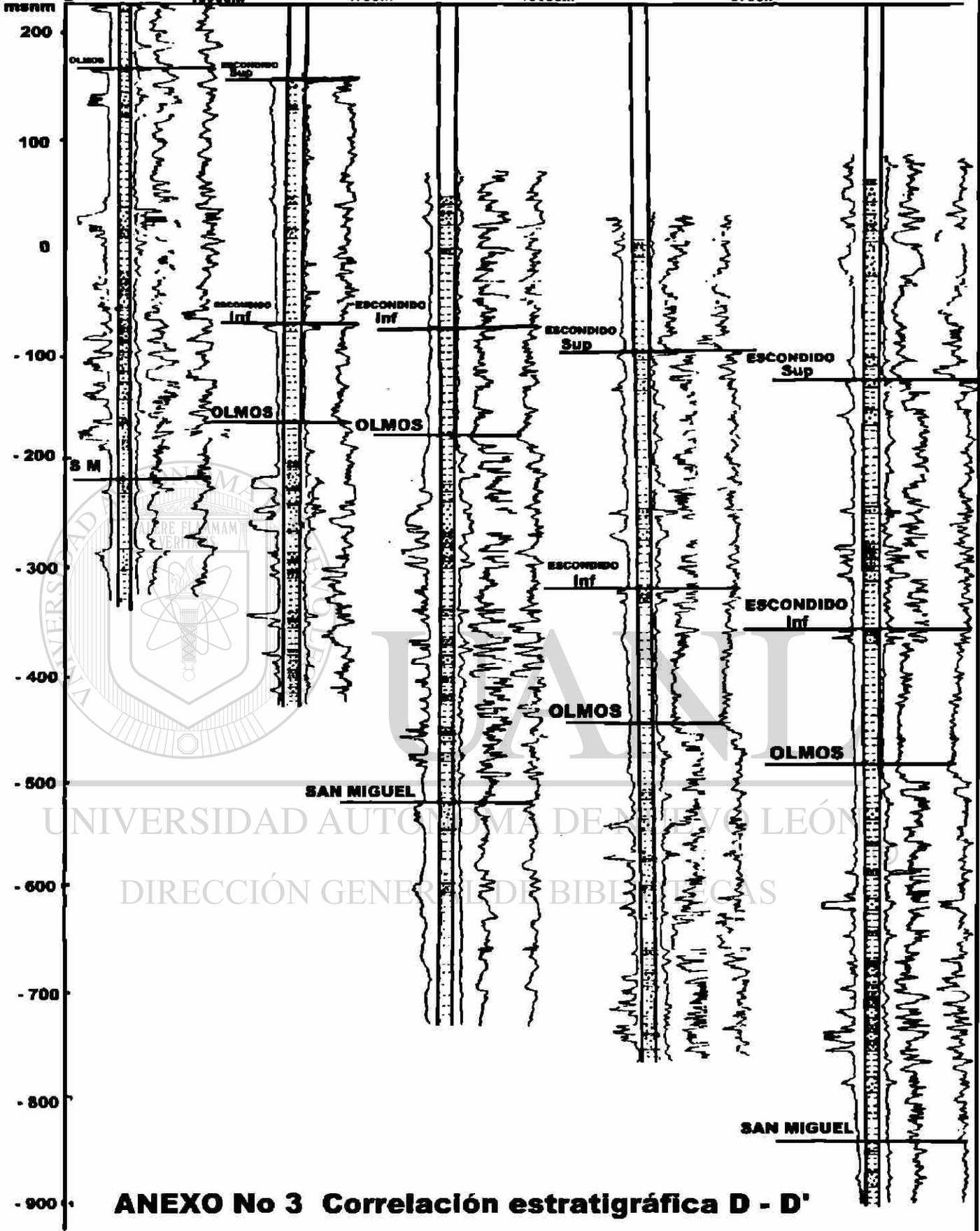
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



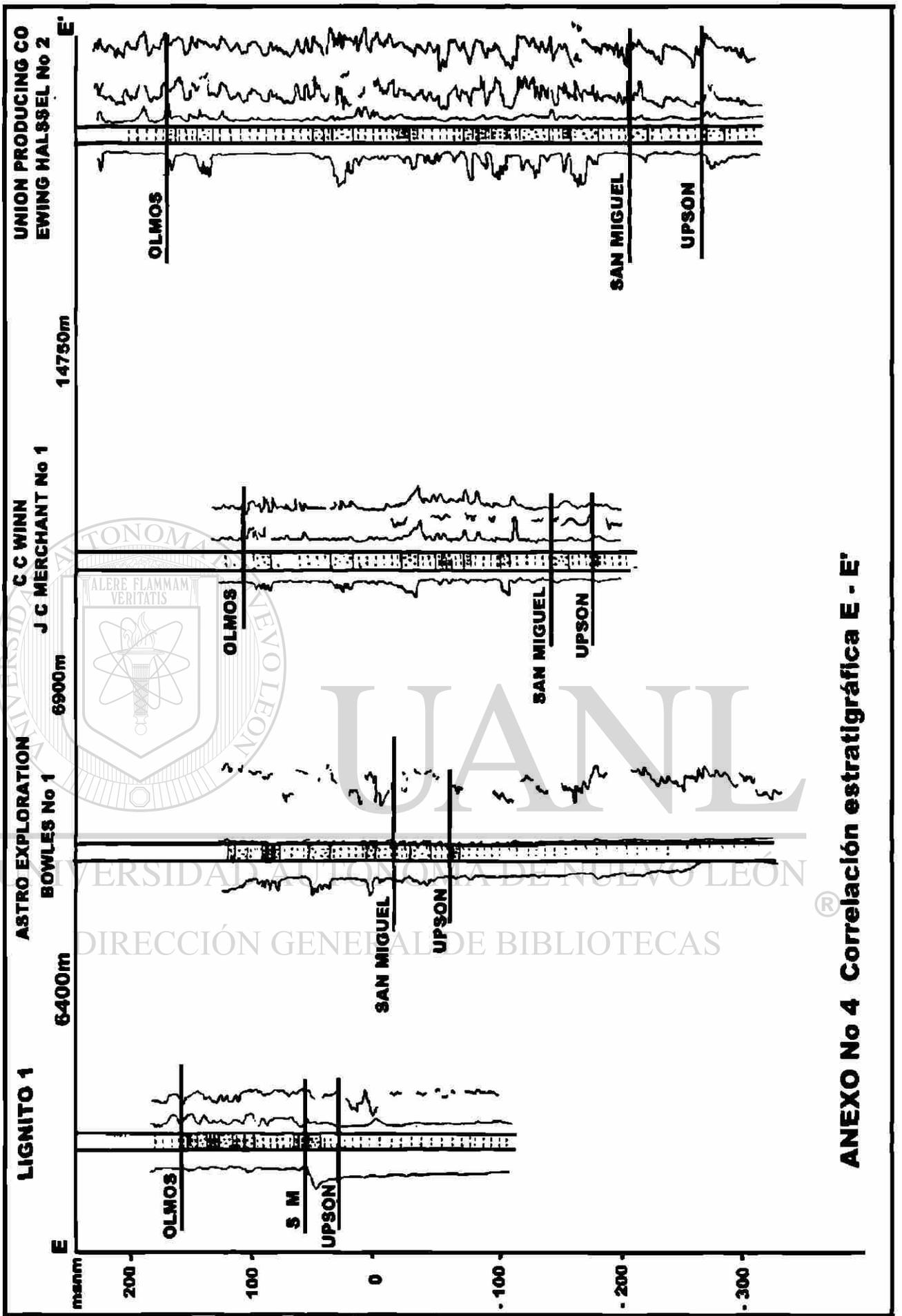
ANEXO No 1 Correlación estratigráfica B - B'



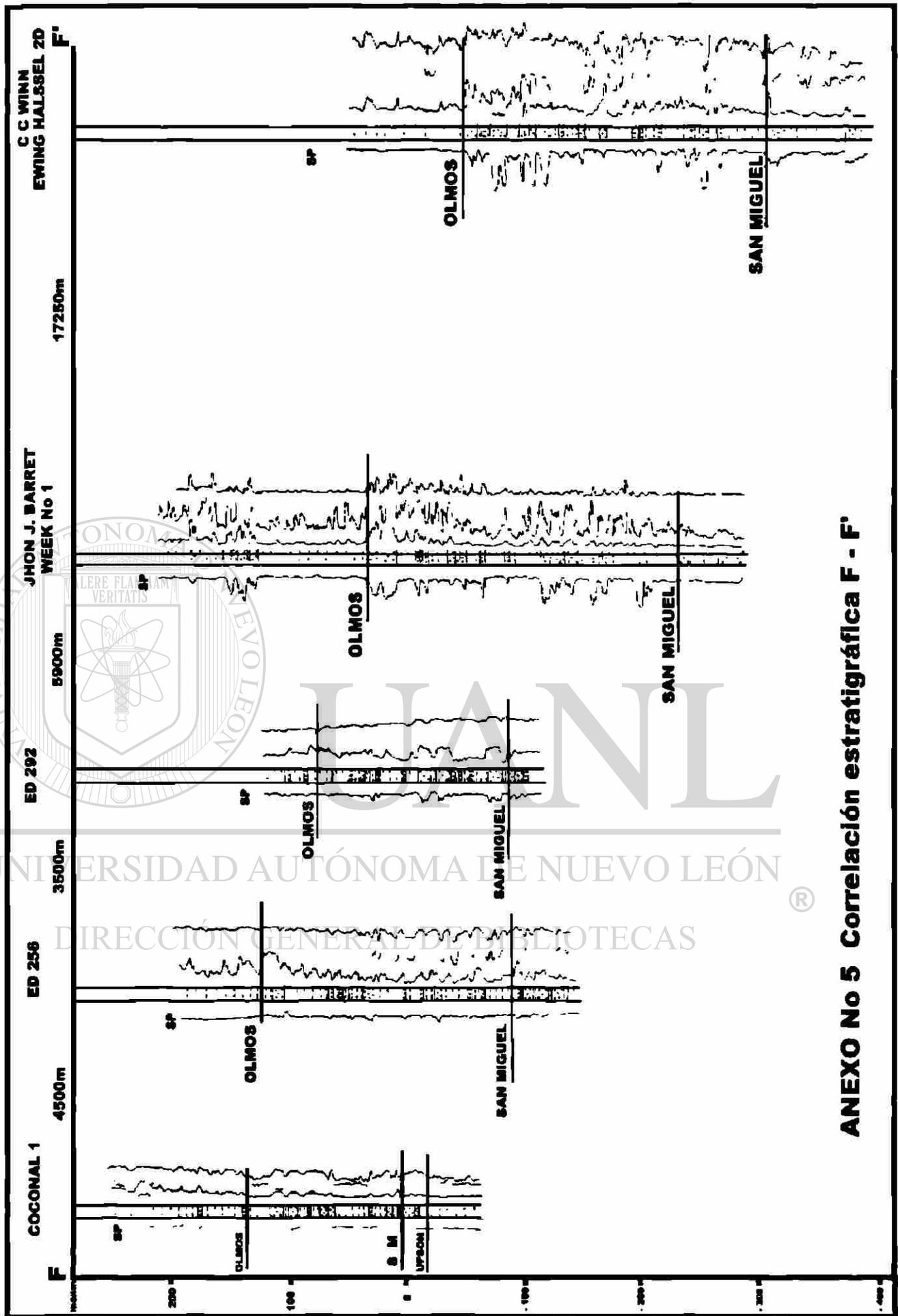
ANEXO No 2 Correlación estratigráfica C - C'



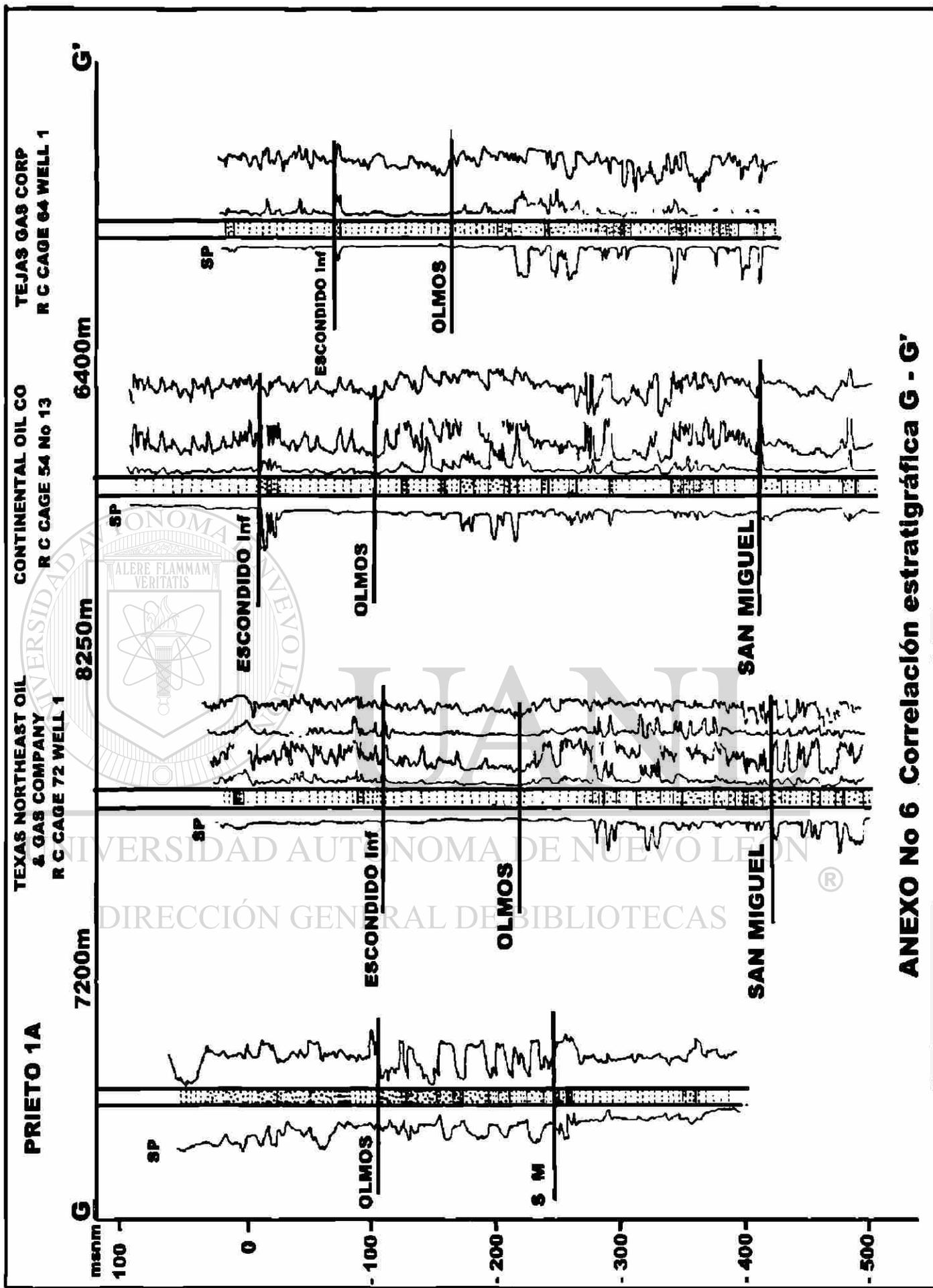
ANEXO No 3 Correlación estratigráfica D - D'



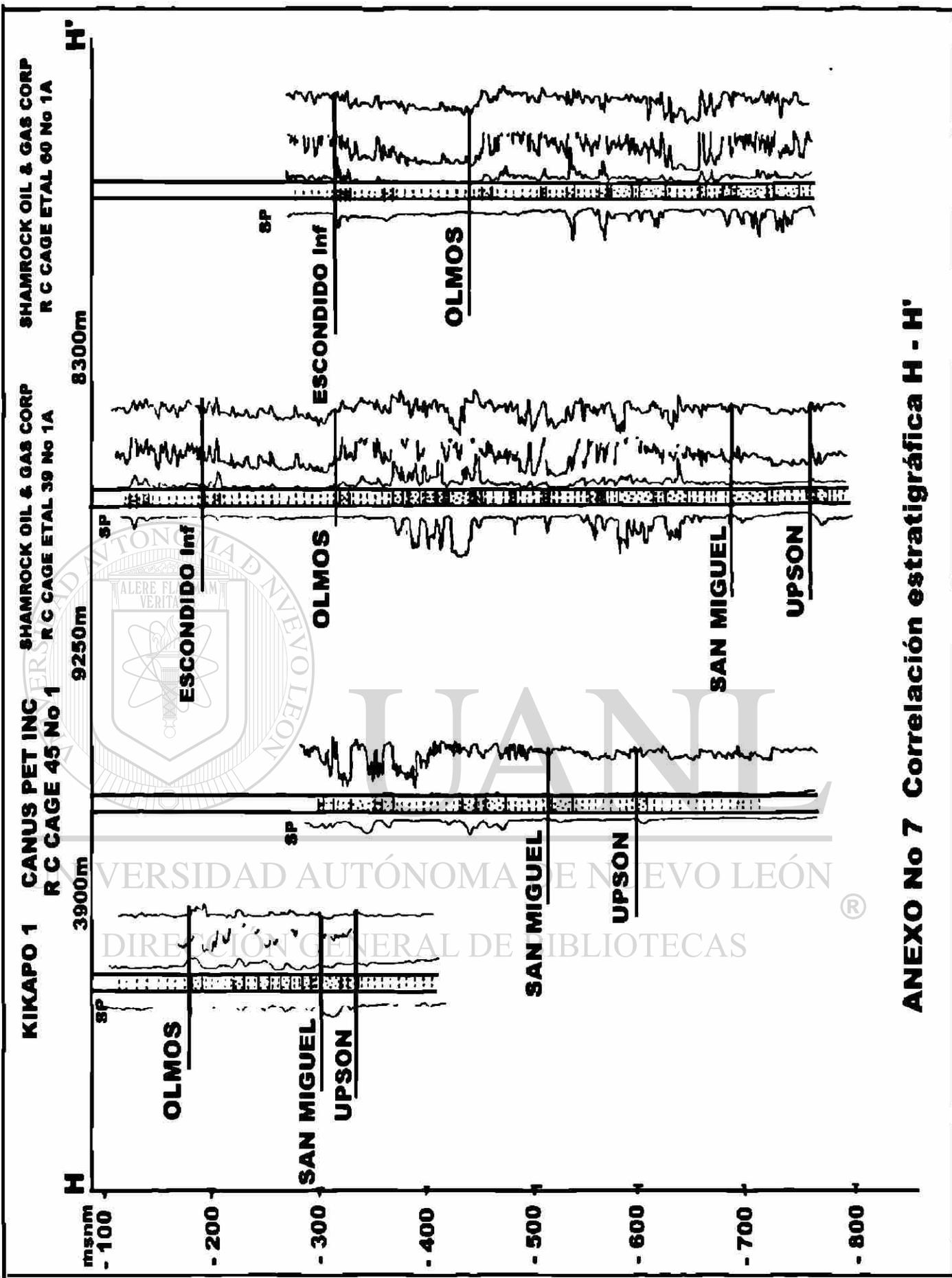
ANEXO No 4 Correlación estratigráfica E - E'



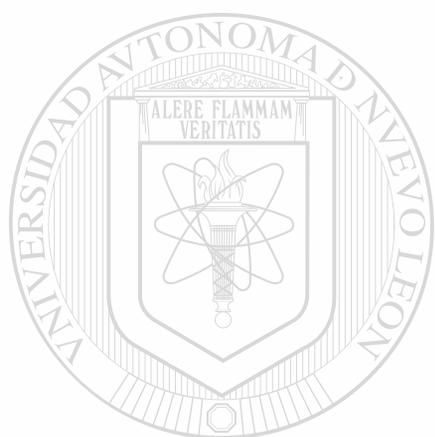
ANEXO No 5 Correlación estratigráfica F - F'



ANEXO No 6 Correlación estratigráfica G - G'



ANEXO No 7 Correlación estratigráfica H - H'



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



