

14  
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**IMPORTANCIA DE LAS CARACTERISTICAS Y  
PROPIEDADES DE LOS DEPOSITOS  
SEDIMENTARIOS EN LA INGENIERIA PETROLERA**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N :  
CARMEN FLORES LAZCANO  
ALEJANDRA HERNANDEZ HERNANDEZ

DIRECTOR: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MEXICO, D. F.

MAYO, 1997

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-011

**BRITA. CARMEN FLORES LAZCANO**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero Petrolero:

**IMPORTANCIA DE LAS CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DEPOSITOS  
SEDIMENTARIOS EN LA INGENIERIA PETROLERA**

- RESUMEN**  
**INTRODUCCION**  
**I AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA LA INGENIERIA  
PETROLERA**  
**II GEOMETRIA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS GENERADOS POR  
LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES**  
**III HETEROGENEIDADES GEOLOGICAS Y PETROFISICAS DE LOS  
DEPOSITOS SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA EL INGENIERO  
PETROLERO**  
**IV APLICACION DE LAS CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS  
DEPOSITOS SEDIMENTARIOS EN ESTUDIOS Y TRABAJOS DE  
EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS**  
**V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**  
**APENDICE**  
**REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 28 de febrero de 1997  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RLR\*gg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-010

**SRITA. ALEJANDRA HERNANDEZ HERNANDEZ**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viquezas, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**IMPORTANCIA DE LAS CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DEPOSITOS  
SEDIMENTARIOS EN LA INGENIERIA PETROLERA**

- RESUMEN**  
**INTRODUCCION**
- I AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA LA INGENIERIA PETROLERA**
  - II GEOMETRIA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS GENERADOS POR LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES**
  - III HETEROGENEIDADES GEOLOGICAS Y PETROFISICAS DE LOS DEPOSITOS SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA EL INGENIERO PETROLERO**
  - IV APLICACION DE LAS CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DEPOSITOS SEDIMENTARIOS EN ESTUDIOS Y TRABAJOS DE EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS**
  - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- APENDICE**  
**REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 28 de febrero de 1997  
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

Nombre de Tesis:

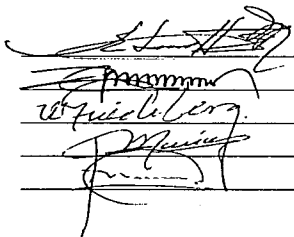
**IMPORTANCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE  
LOS DEPÓSITOS SEDIMENTARIOS EN LA INGENIERÍA  
PETROLERA.**

Realizada por:

Flores Lazcano Carmen.  
Hernández Hernández Alejandra.

Jurado:

Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza	Presidente
Ing. Manuel Villamar Viguera	Vocal
Ing. Walter Friedeberg Merzbach	Secretario
Ing. Salvador Macías Herrera	1 <sup>er</sup> Suplente
Ing. Néstor Martínez Romero	2 <sup>o</sup> Suplente



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

**Agradecimientos:**

**A mis Padres:**

**Ernestina y Feliciano:**

**A quienes agradezco todo el apoyo recibido, su enorme comprensión e incansable paciencia depositada en mí.**

**Gracias por preocuparse por mí en los momentos difíciles, por que sin ustedes tal vez no hubiera conseguido este añorado objetivo. Por eso con todo mi amor y cariño les ofrezco este trabajo.**

**A mis hermanas:**

**Teodo, Virgen y Mary:**

**Por el apoyo incondicional que me han brindado, así como por sus consejos que siempre me ayudaron a salir adelante.**

**A Gerardo:**

**Por su apoyo, entusiasmo y comprensión que recibí durante la realización de este trabajo y sobre todo por estar siempre a mi lado en los momentos más duros.**

**A mis sobrinos:**

**Carlos, Laura, Lupita, Ricardo, Juanita, German y Leslie:**

**Por su cariño y comprensión que siempre me han brindado y sobre todo por ser como son.**

**A mis tíos y Primos:**

*A mi director de Tesis:*

*Ing. Manuel Villamar Viguera:*

*Por la atención prestada durante la realización de este trabajo, por su  
paciencia y dedicación, y sobre todo por los conocimientos que de él  
adquirí y que me acompañaran siempre.*



*A la ZINAM y Facultad de Ingeniería:*

*A esta institución tan querida y admirada, por haberme brindado la  
oportunidad de ser universitaria.*

## ***Agradecimientos:***

### ***A mis Padres:***

***Primero, por darme la vida, por inculcarme que el trabajo nos ennoblece como personas, que las cosas difíciles nos cuestan más, pero nos dejan mayor satisfacción y después por haberme apoyado siempre al darme libertad y confianza para elegir y consolidar una de mis más grandes metas.***

### ***A mis hermanos:***

***Por estar siempre conmigo, en las buenas y en las malas, por su cariño y comprensión y sobre todo por ser como son.***

*A mi hermana Mary:*

*Por ayudarme incondicionalmente en todo, por su espíritu y carácter inquebrantable contagiando fortaleza y recordándonos que aunque las cosas no salgan como queremos, hay que seguir adelante, dando todo sin esperar algo a cambio.*

*A mi hermana Caty:*

*Por ser una linda persona, ayudándome en todo lo que le fue posible y sobre todo por ponerle a la existencia de los que le queremos matices de esperanza y alegría, teniendo la firme convicción de que siempre vendrán tiempos mejores.*

**A Carlos:**

**Por estar siempre a mi lado, por ayudarme en todo, por hacerme ver mis errores, por enseñarme a ver que las cosas no son tan oscuras como a veces las veo y sobre todo por su paciencia y comprensión incondicionales al realizar este trabajo.**

**..... but the sun's been quite  
kind while I wrote this  
work,**

**It's for people like you,  
that keep turned on.**

**So excuse me forgetting  
but these things I do  
You see I've forgotten, if  
they're green or they're  
blue.**

**Anyway the thing is, what  
I really mean  
Yours are the sweetest  
eyes I've ever seen.**

***A Vicky:***

***Por contar siempre con su ayuda para poder concluir esta etapa tan importante en mi vida, así mismo por el apoyo que me brindó durante mi estancia en la empresa para la cual laboramos.***

***A la Sra. Emmita y al Sr. Arturo:***

***Por brindarme su hogar y cariño siempre que lo necesité.***

*A mi Director de Tesis:*

*Ing. Manuel Villamar Viguera:*

*Por su tiempo y dedicación, por su empeño, y de igual forma por su  
paciencia para que este trabajo se realizara lo mejor posible.*

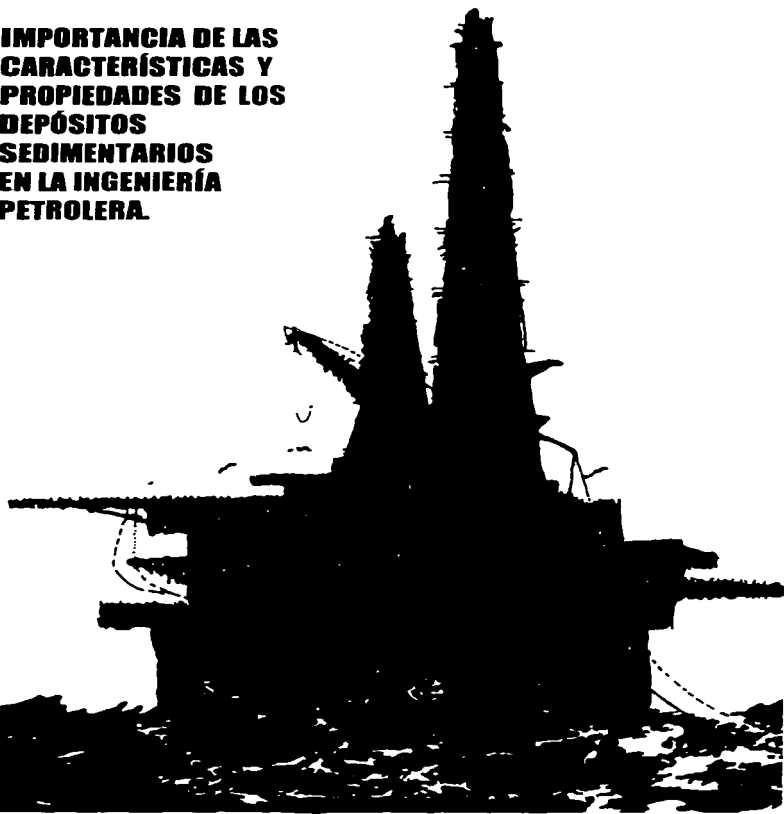
**A los Profesores e Ingenieros:**

**A todos aquellos que a lo largo de mi vida contribuyeron en mi formación tanto profesional como personal.**

**A la UNAM:**

**Por la gran oportunidad que me dió para lograr obtener una profesión y sobre todo por tener el orgullo de pertenecer a la máxima casa de estudios.**

**IMPORTANCIA DE LAS  
CARACTERÍSTICAS Y  
PROPIEDADES DE LOS  
DEPÓSITOS  
SEDIMENTARIOS  
EN LA INGENIERÍA  
PETROLERA.**





---

## CONTENIDO

---

<b>RESUMEN.</b>	<b>IV</b>
<b>INTRODUCCIÓN.</b>	<b>1</b>
<b>I AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA LA INGENIERÍA PETROLERA.</b>	
I.1 Definición de ambiente sedimentario.	2
I.2 Identificación de los ambientes sedimentarios.	2
I.3 Clasificación de los ambientes sedimentarios.	3
I.4 Breve descripción de los ambientes sedimentarios.	3
I.5 Ambientes sedimentarios importantes para la Ingeniería Petrolera.	9
<b>II GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS GENERADOS POR LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES.</b>	
II.1 Introducción.	28
II.2 Cuerpos sedimentarios arenosos.	29
Forma y dimensiones.	29
Orientación.	38
II.3 Cuerpos sedimentarios carbonatados.	38
Forma y dimensiones.	38
Orientación.	39
II.4 Otros cuerpos sedimentarios.	39
Forma y dimensiones.	39
Orientación.	40
<b>III HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE LOS DEPÓSITOS SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA EL INGENIERO PETROLERO.</b>	
III.1 Propiedades de los sedimentos.	42
III.1.1 Generalidades sobre la textura de las rocas sedimentarias.	42
III.1.2 Características texturales de la masa.	43
III.1.3 Propiedades de la partícula.	43
III.2 Propiedades de las rocas (propiedades de los agregados sedimentarios).	61
III.2.1 Densidad.	62

III.2.2	Empaque.	63
III.2.3	Impedancia acústica.	64
III.2.4	Porosidad.	65
III.2.5	Permeabilidad.	70
III.2.6	Radiactividad.	77
III.2.7	Propiedades eléctricas.	77
III.2.8	Saturación.	78
III.2.9	Susceptibilidad magnética.	78
III.3	Heterogeneidades geológica y petrofísica en los medios sedimentarios importantes.	79
III.3.1	Patrones sedimentológicos.	79
III.3.2	Ambiente continental. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos de corrientes trenzadas y meandros.	95
III.3.3	Ambiente transicional. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos deltaicos	103
III.3.4	Ambiente transicional Planicie costera. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos de llanuras de marea.	121
III.3.5	Ambiente transicional. Planicie costera. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos de islas barrera y arenas transgresivas.	128
III.3.6	Ambiente transicional-marino somero. Planicie subacuosa. Depósitos en la plataforma media. Heterogeneidades geológica y petrofísica en cordones y bancos de arena, arrecifes.	135
III.3.7	Ambiente marino. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos de talud.	145
III.3.8	Ambiente marino profundo. Heterogeneidades geológica y petrofísica en depósitos de abanicos submarinos (pie de talud-cuenca).	154
 <b>IV APLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DEPÓSITOS SEDIMENTARIOS EN ESTUDIOS Y TRABAJOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.</b>		
IV.1	Perforación de pozos.	163
IV.2	Terminación y Reparación de pozos.	168
IV.3	Desarrollo de Campos. Geometría del yacimiento (tamaño y estructura. Determinación de los límites productivos del yacimiento. Influencia de la inclinación y buzamiento de la estructura. Influencia de las variaciones litológicas y estratigráficas.	172 172 174 176 176

	Distribución de pozos.	177
	Espaciamiento entre pozos.	177
IV.4	Caracterización de Yacimientos.	179
	Interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozos.	179
	Interpretación de pruebas de presión.	180
	Corte de núcleos.	185
	Configuración de trampas.	186
IV.5	Simulación de Yacimientos y Campos.	193
IV.6	Cálculo del volumen original de hidrocarburos.	199
IV.7	Estimación de reservas.	204
IV.8	Predicción del comportamiento primario del yacimiento.	208
IV.9	Estimulación de pozos.	216
IV.10	Recuperación secundaria y mejorada.	222
<b>V</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	<b>231</b>
	<b>APÉNDICE.</b>	<b>234</b>
	<b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.</b>	<b>238</b>

## **RESUMEN**

Se revisó literatura técnica referente a ambientes sedimentarios y se identificaron los que se consideran de importancia para la Ingeniería Petrolera. Se proporciona información detallada de estos ambientes, sobre todo en lo que respecta a las características y propiedades externas (geometría) e internas (heterogeneidades geológicas y petrofísicas) de los cuerpos sedimentarios que generan.

Mediante ejemplos, se hace ver que tales características y propiedades son indispensables o cuando menos necesarias, para realizar en forma apropiada múltiples actividades relacionadas a la explotación de hidrocarburos, en las que el Ingeniero Petrolero tiene la responsabilidad.

Se presentan conclusiones y se hacen algunas recomendaciones. Además, se incluye un breve glosario de terminología geológica relacionada con el tema.

## INTRODUCCIÓN

El Ingeniero Petrolero tiene como principal objetivo la explotación óptima de los hidrocarburos existentes en el subsuelo. Para lograr ese objetivo desarrolla y aplica tecnología muy diversa, dependiendo de la etapa de explotación y/o área técnica en la que participa.

Para realizar muchas actividades, el Ingeniero Petrolero requiere conocer propiedades y características de los yacimientos petroleros, como lo son las geológicas y petrofísicas de las rocas que contienen los hidrocarburos, que por lo general son de origen sedimentario, o sea: son depósitos sedimentarios.

Los Ingenieros Petroleros que desarrollan estudios o trabajos específicos sobre las formaciones acumuladoras, por ejemplo: perforación, terminación y reparación de pozos, desarrollo de campos, caracterización y evaluación de formaciones y de yacimientos, así como predicciones de comportamiento y simulación de yacimientos, deben tener un conocimiento amplio de la geología y la petrofísica de los cuerpos sedimentarios.

El Ingeniero Petrolero es, normalmente, el responsable de los trabajos petrofísicos, pero no de los geológicos; sin embargo, es necesario que conozca con cierto detalle: el origen, la forma de obtener y, sobre todo, la aplicación de los aspectos geológicos de los yacimientos para que realice con mayor fundamento las actividades en las que se considera esa información.

Con el fin de ayudar en tal propósito, se desarrolló esta tesis, con la preparación escolar, y por lo tanto con mentalidad de Ingeniería Petrolera. El tema ambientes sedimentarios es muy amplio y muy complejo, inclusive para los Ingenieros Geólogos, por lo que este trabajo tendrá dificultades para superar una revisión rigurosa por parte de especialistas en Geología; no obstante, se considera que sí cumple con el objetivo principal que desde un principio se estableció para esta tesis: Conocer características y propiedades geológico-petrofísicas de los depósitos sedimentarios importantes para el Ingeniero Petrolero y familiarizarse con su aplicación para lograr una mejor explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

# CAPÍTULO I.

## AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA LA INGENIERÍA PETROLERA.

### I.1 DEFINICIÓN DE AMBIENTE SEDIMENTARIO:

Según Selley, 1970: "Es la parte de la superficie terrestre que es física, química y biológicamente diferente a las áreas adyacentes".

Según Riby 1972 : "Es el lugar de la superficie terrestre en el que se realiza un proceso sedimentario que puede individualizarse de las zonas limítrofes por características físicas, químicas y biológicas que van también a determinar las propiedades del sedimento.

### I.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS.

Los sedimentos actuales no presentan grandes dificultades para definir e identificar el medio sedimentario; pues bastaría observar las condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las que se han depositado, así como las características geográficas y el lugar de la superficie terrestre de donde proceden las aportaciones.

Cuando se estudian sedimentos antiguos, no es posible la identificación del medio sedimentario si no se interpretan las características que lo definen y han quedado registradas en el sedimento, como características de las rocas.

Muchas de estas características pueden expresarse en forma cuantitativa, lo que permite disponer de modelos a escala de las facies.

**LITOLOGÍA:** En la litología se incluyen: la composición mineralógica y química de los diferentes componentes, su distribución espacial y textura los relaciona con su tamaño de clastos y componentes más finos que forman la matriz. El estudio aporta datos fundamentales para interpretar los factores de energía y material o ambiente del medio sedimentario.

**GEOMETRÍA:** Es la representación espacial de la facies sedimentaria. Está afectada por muchos factores del medio, como topografía y morfología, así como por las elevaciones postsedimentarias.

**RED DE PALEOCORRIENTES:** Está formada por la distribución en el plano de las propiedades direccionales y muestra las condiciones de dispersión y distribución del sedimento, desde los lugares de entrada al resto de la superficie ocupada por el medio sedimentario.

**FÓSILES:** Se utilizan como indicadores ambientales bajo la condición en que vivieron, lugar en el que fueron encontrados y su morfología está relacionada con las condiciones ambientales del medio. En algunos casos son indicadores decisivos del medio pero presentan algunas dificultades de interpretación cuando han sido arrastrados.

### **I.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIOS SEDIMENTARIOS.**

El agrupamiento de las variadas posibilidades de medios sedimentarios que se representan sobre la superficie terrestre, ha tenido fundamentalmente una base geográfica, distinguiéndose desde: Grabau (1957), Twenhofel (1939), Pettijohn (1956), Dumber y Rodgers (1957) y Krumbein y Sloss (1959), tres grandes grupos: Continentales, de Transición y Marinos.

Una comparación de la evolución de las clasificaciones de medios sedimentarios se presenta en la Tabla I.1.

La tendencia se presenta en la clasificación e individualización de medios sedimentarios está más relacionada con la masa de sedimentos actuales que con su caracterización geográfica y morfológica. Por esta causa, pierden atención los medios periglaciales, palustres, etc. con escasa representación en la columna estratigráfica, a la vez que adquieren importancia las subdivisiones en los medios litorales y depósitos de turbititas muy bien representadas en la secuencia estratigráficas.

La división en medios continentales, de transición y marinos queda perfectamente justificada al observar la curva hipsográfica de la superficie terrestre, formando por tramos, uno continental y otro marino, enlazados sobre la plataforma marina, que representa la mínima energía potencial de las condiciones continentales. Las subdivisiones presentan una gran influencia de las características climáticas en los medios continentales y de la batimetría, procesos de transporte y origen del sedimento en los medios marinos. fig. (I.1).

### **I.4 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS.**

#### **MEDIOS CONTINENTALES:**

En estos medios, la superficie de depositación se inicia normalmente sobre el nivel del mar y se puede dividir en terrestres y acuosos.

#### **TERRESTRES.**

##### **AMBIENTE GLACIAL.**

**Características,** baja temperatura y por lo tanto, fauna y flora restringida. La extensión está delimitada por la superficie cubierta por hielo.

**Energía:** la del hielo en movimiento.

Tabla I-1. *Diversas clasificaciones de medios ambientes sedimentarios.*

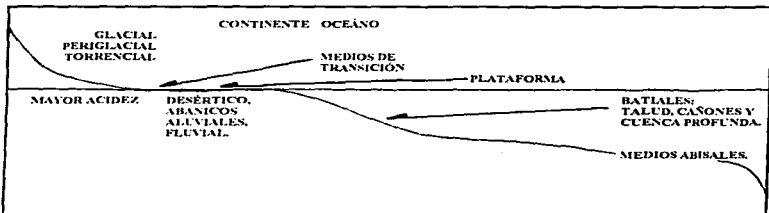
MEDIO	GRABAU (1930)	TWENHOFFEL (1939)	DI MBAR & RODGERS (1957)	SELLEY (1970)	CROSBY (1972)	BLATT et al. (1972)
C O N T I N E L E P S	DESÉRTICOS Eliuvios Coluviones Folios	TERRÍSTRIS Glacial Desértico	SUMAFRIOS Indurados Amplios	LÓLICOS  FLUVIALES Anastomados Meandríformes	GRAVITACIONAL  EÓLICO  FLUVIAL  GLACIAL  LACUSTRE	TERRIGENO Folico Abarion aluvial Llanura de inundación Anastomada Meandríforme Glacial Lacustre Palustre
T R A N S I C I O N	SUBACUÁTICOS Abarion aluviales Fluviales y torrentales Llanuras de inundación Glaciales Lacustres Palustres Deltas	ACUOSOS FLUVIALES Pie de monte Abarion aluviales Llanuras de inundación Fluviales intermedios  Lacustre Palustre Hípoceo	FLUVIALES Pie de monte Abarion aluviales Llanuras de inundación Fluviales intermedios  GLACIALES LACUSTRES	LACUSTRES       DELTALES LINEALES Clásicos Mistos Carbonatados	LACUSTRE       DELTALES BAHÍAS MARISMAS BARRIRAS LLANURA COSTERA ACANTILADO ARRIPIALES	CANALES Y "EVEES" ESTUARIOS BAHÍAS Y LAGOON MARISMAS PLAYAS E ISLAS BARRERA INTERMAREAL SUBMAREAL GLACIAL MARINO
M A R I N O S	LITORALES  INTERMAREALES Estuario "Lagoon" Mares epicontinentales Litoral oceánico  BATIALES  ABISALES Pelágicas Terrigenas	NERÍTICOS  BATIALES  ABISALES	NERÍTICOS  BATIALES  ABISALES	ARRIPIALES  PLATAFORMA  TURBIDITAS	NERÍTICOS Arrecifes Litorales Eparquítico Plataforma  BATIALES Carbonatada Terrigeno Euvico  TURBIDITICO  ABISALES Pelágicas Terrigenas	NERÍTICOS Arrecifes Bancos Eparquítico Plataforma gradada Plataforma carbonatada Cuena  ABISAL-BATIAL Talud y cañón Abarion submarino  CUENCAS OCEÁNICAS PROFUNDAS Pelágicas Terrigenas DEFRIIONES OCEÁNICAS PROFUNDAS



**Material:** clastos de todos tamaños depositados sin seleccionar.

**Forma y huellas de erosión:** "cercos", "estriaciones", "llanuras".

**Formas de depósito:** "morrenas", "kames", "esker", "drumlins".



**Fig 1-1.** Relación entre la curva hipsográfica y medios sedimentarios.

#### AMBIENTE DESÉRTICO (EÓLICO).

**Características:** altos niveles de temperatura, presión atmosférica, evaporación, viento, polvo. Bajos niveles de precipitación fluvial, actividad biológica, capa vegetal.

**Energía:** principalmente la energía cinética del viento.

**Materiales:** clastos de grano fino a medio, polvo y arena.

**Formas erosionales:** mesas, mesetas, pilares, cuencas de drenaje espaciadas.

**Formas de depósito:** abánicos aluviales, cuencas endorreicas, cuencas de evaporitas, lagos de playa, bolsones, bajos piemontes, lechos rojos arcósicos, dunas de arena.

**Otras características:** formación de dolomitas, evaporitas lechos rojos arcósicos, presencia de estratificación cruzada en los depósitos de tipo eólico.

#### ACUOSOS.

#### AMBIENTE FLUVIAL.

Sistema de ríos y corrientes (medio aluvial).

**Características de los depósitos:** estratificación cruzada, forma alargada (lenguas) y presencia de algunos fósiles principalmente de aguas dulces, ondulaciones asimétricas.

**Energía:** la propia del sistema, generalmente alta.

**Material:** principalmente clastos.

**Color:** claro.

#### **AMBIENTE LACUSTRE (LAGOS).**

La magnitud de sus parámetros es mucho menor, en comparación con los océano, incluyendo el tipo de existencia que es muy corto, por ésto los destaca, ya que aportan información más detallada sobre eventos dentro de una época geológica restringida.

**Energía:** baja, generalmente.

**Características de los depósitos:** constituidos por material clástico de grano fino, flora y fauna similar a la del ambiente fluvial.

**Color:** oscuro, indicador de un ambiente reductor, con poco oxígeno debido a la poca circulación del agua, excepto en las desembocaduras.

#### **AMBIENTE PALUSTRE**

Pantanos, ciénegas, manglares. Son terrenos mal drenados, de agua dulce, se presentan generalmente donde el nivel freático aflora en la superficie. Debido a la escasa o nula circulación del agua, se establecen condiciones reductoras que permiten la conservación de la materia orgánica, lo que a su vez da origen a la formación de importantes depósitos de turba o carbón.

#### **AMBIENTE CÁRSTICO O ESPELEANO.**

Se debe principalmente a la acción del agua subterránea. Rocas solubles se disuelven y se forman cavernas por donde circulan o se acumula el agua, dando lugar a la depositación o redepositación de diversas rocas. Destacan calizas y lutitas, producto de disolución de las calizas. En ciertos casos son de considerable importancia, ya que en algunos paleocanales se pueden encontrar depósitos minerales de interés económico.

#### **MEDIOS DE TRANSICIÓN.**

Se consideran aquí los ambientes deltaico, estuarino y litoral de playa, de alta energía, llanuras de marea lagunal y paludial, de baja energía.

## **ALTA ENERGÍA**

### **AMBIENTE DELTAICO.**

Origina depósitos en forma de cono, cuando un río desemboca en un lago o un océano, la energía es la propia de las corrientes, viento y olas. El crecimiento depende del régimen de suministro de sedimentos, el cual debe ser mayor que el que puede dispersar las olas y corrientes. Los materiales son clásticos de grano medio a fino, es decir, arenas, arcillas, lodo, etc. Es característica la estratificación cruzada, las rizaduras y los canales. El factor biológico tiene cierta importancia y los organismos presentes pueden ser de agua salada como dulce.

### **AMBIENTE ESTUARINO.**

Un estuario o estero presenta casi las mismas características que un delta, con excepción de que en el estuario la energía producida por el viento y las mareas es mayor y, en consecuencia, hay una mayor dispersión o arrastre del material, por lo que la acumulación es baja.

### **AMBIENTE DE PLAYA (LITORAL).**

Se extiende desde la región de alta marea hasta la baja marea. La característica principal es la sumersión y emersión del medio litoral durante las mareas.

**Energía:** la del viento, las olas y las corrientes costeras.

**Material:** clastos de todos tamaños principalmente arenas.

**Color:** claro por la alta aereación del medio.

**Factores biológicos:** son característicos los organismos de conchas biohermos, con protección al abate de las olas.

## **BAJA ENERGÍA.**

### **AMBIENTE DE LLANURAS DE MAREA.**

Se desarrollan en costas donde la energía es baja o intermedia. El continuo y lento movimiento de las aguas produce las características oolitas, granos pequeños con capas finas concéntricas, estratificadas, de carbonatos de calcio (calcita o aragonita). Se depositan materiales clásticos finos.

## **AMBIENTE LAGUNAL (LAGUNAS COSTERAS).**

Son cuerpos de aguas separadas del océano por barreras o arrecifes de coral. De hecho algunos autores clasifican a estos últimos como el medio arrecifal.

Los depósitos están constituidos por clastos terrígenos y lodos calcáreos. Hay abundancia de nutrientes y, por lo tanto, de organismos. Es característica la formación de evaporitas.

## **AMBIENTE PALUDAL.**

Son zonas costeras, mal drenadas, húmedas, con pocos árboles o arbustos, a excepción de los marjales. Se deposita material fino y en forma similar al ambiente palustre continental, se pueden originar desde turba hasta carbón.

## **AMBIENTES MARINOS.**

Son los más importantes por la cantidad y espesores de sedimentos que se acumulan, pues las aguas de los océanos cubren aproximadamente el 75 % de la superficie terrestre. Con base en los conocimientos sobre la tectónica de placas, el concepto ha cambiado un poco y actualmente se maneja el concepto de márgenes activos y pasivos.

## **AMBIENTE NERÍTICO.**

Se puede subdividir en:

### **1). AMBIENTE LITORAL (DE PLAYA).**

Desérticos, ya dentro de los ambientes de transición.

### **2). AMBIENTE DEL SUBLITORAL.**

Comprende desde marea baja hasta una profundidad de aproximadamente 200 m, rara vez a mayor profundidad. Incluye la plataforma continental. Es una faja ancha paralela a la costa, su anchura es variable, alcanzando en algunos casos más de 1000 km. En otros casos prácticamente no existe, como al Poniente del Continente Americano (márgen activo).

**Factor Biológico:** Es muy importante, pues aquí se encuentra la zona fótica de máxima profundidad de penetración de la luz, con abundancia de nutrientes y por lo tanto de intensa actividad biológica.

**Energía:** Es variada, disminuye con la distancia a la playa.

**Materiales:** Clastos que varían de tamaño, desde gruesos en las cercanías de las líneas de costa hasta finos, mar adentro.

Los depósitos de origen orgánico e inorgánico son abundantes, sobre todo calizas, lutitas y areniscas.

Los mayores espesores de calizas se depositan en aguas de plataformas (someras). Se considera que aproximadamente el 80 % de los sedimentos de la columna geológica se depositan en este ambiente, principalmente en climas cálidos, por las razones expuestas con anterioridad.

#### **AMBIENTE BATIAL.**

Comprende la pendiente o talud continental, con profundidades que van desde los 200 metros hasta aproximadamente 4000 metros. La energía y el factor biológico son de menor importancia con respecto a la plataforma, aunque los organismos plactónicos son importantes fuentes de formación de sedimentos finos, como lodos calcáreos y sílices. Además de éstos, otros materiales que se depositan por corrientes de turbidez o turbiditas, forman una cuña en la pendiente continental.

#### **AMBIENTE ABISAL.**

Corresponde a las planicies del fondo oceánico, con profundidad que varía desde los 4000 metros hasta los 6000 metros. La temperatura es muy baja a esa profundidad, cerca de 0° C, hay ausencia de luz, por lo tanto el factor biológico es de poca importancia, a excepción de los organismos flotantes, que dan lugar a los biogénicos.

**Sedimentos:** Turbiditas, arcillas y arcilla roja y café.

#### **AMBIENTE PROFUNDO O HADAL.**

Profundidad mayor de 6000 metros. Comprende las fosas oceánicas. Los depósitos principales se deben a corrientes de turbidez, incluyen restos de organismos arrastrados a esa profundidad.

### **I.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA LA INGENIERÍA PETROLERA.**

#### **AMBIENTES CONTINENTALES.**

##### **FLUVIALES.**

Ocurre en los canales con corrientes y planicies inundadas, asociadas a las corrientes individuales. El carácter de los depósitos de planicies inundadas tiene posibilidad de ser afectado por el clima. Las condiciones áridas pueden causar oxidación fuerte que quizá influya en el desarrollo de algunos mantos rojos, pero en regiones húmedas puede ocurrir material orgánico en cantidades suficientes para impartir un color oscuro a los sedimentos. Los materiales depositados en el ambiente fluvial varían desde cantos rodados hasta arcillas. Los materiales húmicos dominan a los sedimentos más finos formados sobre las amplias

planicies inundadas en la porción más baja de la corriente. Como conjunto, los depósitos aluviales son compuestos. En una corriente sencilla, los depósitos se desarrollan como lentes alargados.

En las planicies aluviales, los sedimentos se presentan generalmente entre crecimientos a manera de lenguas y se caracterizan por el tamaño de las partículas. Los depósitos extremadamente gruesos aluviales y de cuenca pueden desarrollarse particularmente a lo largo de los frentes de las montañas.

El aluvión de río cambia en forma gradual imperceptiblemente a los lagos, pantanos y al mar; puede ocurrir el cambio gradual de ambiente continental a marino. Muchas pizarras muestran cambios de transición gradual de los depósitos aluviales a mantos marinos poco profundos.

Potentes secuencias de conglomerados, arenas y arcillas interestratificadas de color rojo, sin fósiles marinos, son frecuentes en todo el mundo. Se le supone un origen aluvial, se conoce bien la geometría, hidrología y sedimentología de los ríos actuales a partir de datos de observación y experimentales.

Los depósitos aluviales actuales, básicamente son de dos tipos, cuyas características están estrechamente relacionadas con la morfología de los canales fluviales que los depositaron:

- I. Canales meandriformes de alta sinuosidad.
- II. Complejos de canales trenzados de baja sinusoidad.

Grandes volúmenes de rocas de muchas partes del mundo, de edades que oscilan entre el Precámbrico y la actualidad han sido atribuidos al medio fluvial. Básicamente se puede clasificar en cuatro tipos principales:

- I. Prismas de sedimentos de varios miles de metros de espesor, depositados en cuencas adyacentes a cadenas montañosas.
- II. Secuencias de varios cientos de metros de espesor, depositados en surcos limitados por fallas dentro de escudos continentales.
- III. Mantos extensos de cauces trenzados, de un espesor de unas pocas decenas de metros recubriendo escudos continentales.
- IV. Mantos finos de aluviones, bajo depósitos marinos transgresivos.

## **ASPECTO ECONÓMICO.**

Los depósitos aluviales tienen interés económico en la prospección de petróleo y gas. En general, los sedimentos fluviales no son buenos almacenes de petróleo y gas, debido a que, frecuentemente, se forman en cuencas continentales cerradas, donde no hay roca madre o, si se encuentra alrededor de cuencas marinas, carecen a menudo de roca sello impermeable. Las excepciones a esta regla generalmente se tienen cuando las arenas aluviales quedan cubiertas por sedimentos marinos transgresivos y cuando abanicos fluviales flanquean cuencas marinas en una rápida subsidencia.

## **AMBIENTES TRANSICIONALES**

### **MEDIO SEDIMENTARIO DELTAICO.**

La naturaleza de los depósitos costeros refleja la interacción entre la velocidad de introducción del material terrestre en la costa y la capacidad de los procesos marinos para su distribución, produciendo un espectro continuo de tipos de costa, desde el completo dominio de las costas hasta donde los procesos marinos dominan.

Estudios realizados muestran que los deltas se forman donde un río aporta más sedimentos de los que pueden ser redistribuidos por corrientes marinas, siendo los sedimentos cada vez más finos en zonas más profundas, al disminuir la velocidad de corriente hacia el mar.

### **PARTES DE UN DELTA.**

#### **LLANURAS DELTAICAS.**

Es la parte emergida del delta, en la cual predominan los fenómenos fluviales, representados por una serie de canales que delimitan zonas casi llanas, a su vez limitadas por márgenes y ocupados por pantanos y marismas, fig. 1-2.

#### **SUBMEDIO FLUVIAL**

Está representado en la llanura deltaica, formando el relleno de canales, producto de la migración de barras de meandro o de cauces anastomosados (braid bar).

#### **SUBMEDIO PALUSTRE**

Formado por aquellas áreas pantanosas con una sedimentación orgánica muy intensa, la mayor parte de la llanura deltaica está ocupada por este submedio. Este submedio abarca una extensa gama de áreas pantanosas o lacustres de características a veces muy dispersas, con gran abundancia de materia orgánica.

#### **FRENTE DELTAICO.**

Es un medio fluvio-marino donde se establece la pugna mar-continente, si el continente avanza sobre el mar el delta progresa. En el frente deltaico se desarrollan: el canal distributivo, dique subacuático, barra en la boca de un distributivo y barra distal. En el caso en que el delta se desarrolle en aguas poco profundas y bajo nivel energético en el frente deltaico, se desarrollan láminas de arena cubriendo uniformemente la superficie frontal del delta, fig 1-3.

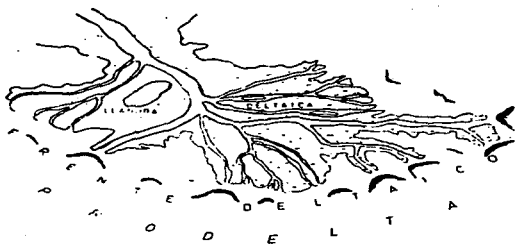


Fig 1-2. Partes de un delta: llanura deltaica, frente deltaico y prodelta.

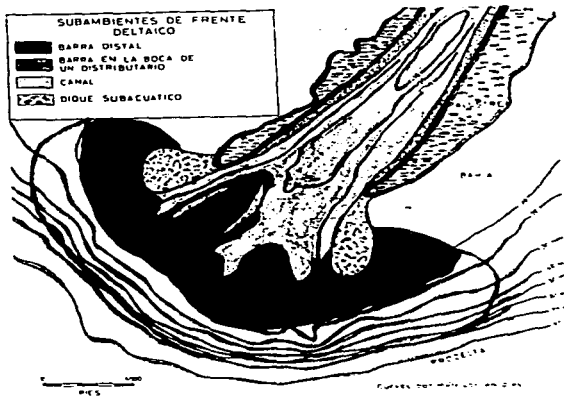


Fig 1-3. Subambientes del frente deltaico, De Coleman & Cagliano (1963), en un delta del Mississippi (Southwest Pass).



## PRODELTA.

Es la parte más lejana, los materiales en ella depositados son de transición a los típicamente marinos, son finos, generalmente lutitas y en extremo limos, presentan estructuras sedimentarias como laminaciones paralelas en textura, color y raras laminaciones debidas a rizaduras de corrientes en los limos. Es difícil distinguir estos materiales de los de plataforma continental; sin embargo, en éstos existe gran acumulación de fauna.

El canal va hacia el mar entre las orillas realzadas formada por sus propios depósitos, denominadas diques naturales, al fin el canal ha depositado tantos sedimentos que está más alto que las partes próximas. Cuando el canal se ha saturado con sus propios detritos, rompe los diques naturales en algún punto del margen y desde esta rotura se forma un nuevo canal, que fluye hacia el mar entre dos nuevos diques naturales con lo cual se va edificando una llanura de inundación, lobulada en planta y acuñada en sección.

La parte superior del delta la forma una red radial de arena de canales distribuidores saturados por limos de diques naturales; en la parte invadida (lagoons) se depositan los limos más finos y las arcillas. Las raras, con frecuencia se forman en zonas de depósito de turba. Más allá de la boca del canal distribuidor se depositan sedimentos en la plataforma deltaica subacuática, encontrándose arenas y arcillas alternadas con rizaduras y bioturbación. Si la sedimentación es relativamente lenta esta facies de plataforma puede ser removida por corrientes marinas, las arcillas pueden ser eliminadas y dejar las arenas con estratificación cruzada y horizontal. fig. I-4.

La plataforma deltaica subacuática está separada del prodelta por el talud deltaico sobre el cual se deposita la mayor parte de arcilla. Cuando el talud es muy inclinado las arcillas se desprenden, deslizándose y depositándose a su pie.

La sección vertical de un delta muestra una facies marina de grano fino, pasando verticalmente de limo a arenas de canal de agua dulce en el techo, secuencias similares se han encontrado en rocas de todas edades y en todas partes, pareciendo ser el período Carbonífero el más favorable para la formación de deltas.

## SEDIMENTOS DELTAICOS.

Para entender las secuencias deltaicas hay que distinguir entre el modelo deltaico local siempre presente y los ciclos de origen externo, pudiendo o no estar presentes. A continuación se presenta un caso para ejemplificar la sedimentación deltaica.

## SEDIMENTACIÓN CARBONÍFERA DELTAICA DEL NORTE DE INGLATERRA.

Al final del Devónico tuvo lugar una transgresión marina en el norte de Inglaterra, el mar avanzó sobre una región tectónicamente inestable con hundimientos, elevaciones y fallas activas. Las facies sedimentarias del Carbonífero Inferior son variadas y su distribución está

controlada tectónicamente. Se reconocen cinco facies sedimentarias principales para esta zona (rocas Dinantienses y Namurienses).

**I. Caliza:** Con calcilitas, oolitas y calizas bioclásticas, con complejos de arrecifes marginales, depositadas en plataformas relativamente estables.

**II. Pizarras negras:** Depositadas en zonas hundidas.

**III. Facies Missillstone Grit:** Areniscas gruesas conglomeráticas recubriendo parte de las calizas de plataforma y pizarras negras.

**IV. Facies de Grauwackas y pizarras: Series Mam Tor y Shale Grit,** surco central de los Penninos.

**V. Facies Yoredale:** Secuencias cíclicas de caliza, pizarras, arenisca y carbón en arenas de plataforma.

Al parecer, las tres últimas facies son de origen esencialmente deltaico, existiendo dos tipos diferentes de deltas activos:

#### **DELTA TIPO I.**

Este delta corresponde a la Serie Yoredale variando en edad desde el Dinantiense al Namuriense, extendiéndose desde el Midland Valley de Escocia hasta el norte de los Penninos.

La Serie Yoredale consiste de ocho ciclos de aproximadamente 35 metros de espesor, con la siguiente secuencia: caliza, pizarra, arenisca, carbón con ciclos menores presentes de pizarras, areniscas en carbón en secuencias más finas, fig. I-5.

Como se observó, la Serie Yoredale consiste en una serie de ciclos con un cambio progresivo de un medio marino (mostrado por la fauna de las calizas) a una secuencia clástica de granulometría creciente, lo que indica condiciones continentales.

La fauna y litología de las calizas siguieron un medio marino de plataforma sin aportes detríticos, los barros carbonatados se depositaron en condiciones de baja energía (bajo nivel de las olas). Las calcarenitas esqueléticas con estratificación cruzada indican acción intermitente de corrientes. Inicialmente las pizarras eran de grano fino depositadas en aguas poco profundas, el progresivo aumento en los tamaños de grano y la microestratificación oblicua sugiere un aumento en la acción de las corrientes y con ello menor profundidad. Las areniscas gruesas con estratificación cruzada indican corrientes más fuertes, las facies de la Serie Yoredale se atribuyen a los siguientes medios:

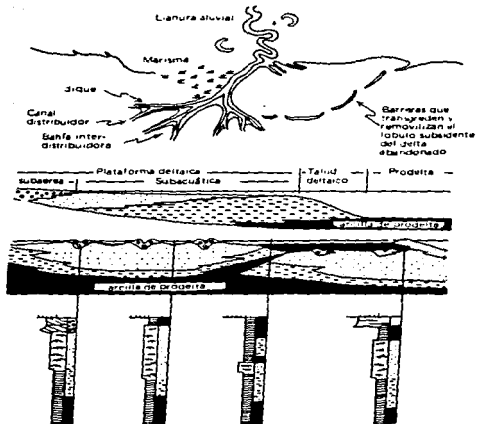


Fig I-4. Ilustración de la geomorfología y facies sedimentarias de un delta actual. Advértase la complejidad de secciones verticales que pueden resultar.

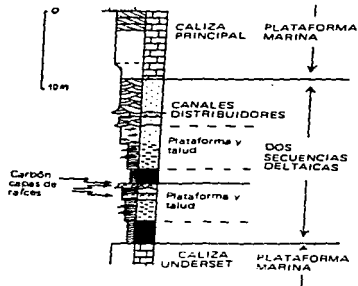


Fig I-5. Sección media de la serie Yoredale, Arroyo Hell Gill; Westmoreland.

## **FACIES:**

- Carbones.
- Arenas con estratificación cruzada.
- Arenas con rizaduras.
- Limos laminados.
- Calizas.

## **MEDIOS:**

- Marismas.
- Canales distributarios aluviales.
- Plataforma deltaica subacuosa.
- Prodelta.
- Plataforma marina.

## **DELTA TIPO II.**

Este delta es el correspondiente a la Serie Millstone Grit con arenas y arcillas inferiores.

La secuencia comienza por pizarras Edale, de aproximadamente 250 metros de espesor, son argilitas gris oscuro, a menudo carbonosas y con pirita; la única estructura presente parece ser la laminación paralela bien desarrollada y continua lateralmente, existen ocasionalmente bivalvos de concha fina llamados Posidonias y Goniatas, los Cefalópodos están restringidos a horizontes negros importantes como fósiles-guia bioestratificados.

Las pizarras Edale pasan, en la parte superior, a la Sierra Man Tor, con un promedio entre 100 y 150 metros de espesor. Esta Serie consiste de pizarras y areniscas alternantes de menos de 0.5 metros de espesor, de gran continuidad lateral. Las areniscas son grauwacas de grano fino con granos de cuarzo y feldespatos envueltos en matriz de arcilla carbonosa, la base de cada arenisca es erosiva y en cuyo interior existe grano-selección y tendencia a mostrar las siguientes estructuras: masiva, estratificación paralela y con rizaduras, fig. I-6.

La secuencia mostrada desde pizarras Edale hasta el Kinderscout Grit tiene una tendencia al incremento en el tamaño del grano y un cambio de condiciones marinas a continentales como lo muestran los fósiles encontrados y los niveles de raíces, siendo estos dos aspectos típicos del medio deltaico.

Los depósitos Yoredale edificaron cuñas sedimentarias delgadas sobre depósitos de carbonatos de plataforma poco profunda. El delta del Millstone Grit, se ha edificado en una cuenca marina profunda con un talud deltaico más profundo con abanicos turbidíticos en su base.

Existen deltas de gran pendiente donde las pizarras marinas pasan a turbiditas y éstas a su vez a arenas de canal.

Los depósitos deltaicos de poca pendiente en los que pasan pizarras marinas a facies de arenas limpias en mantos y canales aluviales son características del Pennsylvaniense (Carbonífero Superior).

El grupo Khreim (periodo Ordovísico-Silúrico) de la cuenca Tabuk de Arabia, muestra una serie de ciclos deltaicos, el primero de los ciclos es variante y con gran pendiente de turbiditas, los ciclos posteriores indican condiciones de poca pendiente.

La ciclicidad de los deltas es aún un problema por resolver. Este fenómeno es muy común en depósitos deltaicos antiguos, en especial en rocas del Carbonífero, en el cual la distribución de facies deltaicas parece ser mundial. Estudios realizados a deltas actuales indican que la rotura de los canales distribuidores proporciona un generador de ciclos apilados, sin haber otra causa externa. No todos los ciclos en sedimentos deltaicos pueden atribuirse a cambios de posición de los deltas, los cambios sin movimientos parecen ser una explicación más probable a este fenómeno, debido a esto parece ser que los deltas generan sus propios ciclos dejando huellas en la acumulación deltaica.

### **DESCRIPCIÓN MORFOLÓGICA.**

Existen deltas tanto marinos como lacustres, aunque los marinos son de mayor importancia en cuanto al volumen de sedimentos. Morfológicamente existen diferentes tipos de deltas, siendo los casos extremos los digitados (delta del río Mississippi) y los lobulados (delta del río Nilo), cada uno con forma propia, resultado de su evolución.

Desde el punto de vista estrictamente sedimentológico, tanto los procesos como los resultados a que estos conducen son similares.

Bernard (1965), describió la forma de los deltas y en particular la línea costera con relación a la energía de sedimentación, enseguida están mencionados en orden decreciente de tamaño y aumentando en energía, fig. I-7.

\_\_\_ **Tipo Gilbert** (Bahía de California).

\_\_\_ **Pata de pájaro** (Río Mississippi).

\_\_\_ **Lobulado** (Río Sena).

\_\_\_ **Cuspate** (Río Nilo).

\_\_\_ **Arcuate** (Nigeria).

\_\_\_ **Estuarino** (Ganges):

### **IMPORTANCIA ECONÓMICA DEL MEDIO SEDIMENTARIO DELTAICO.**

Los sedimentos deltaicos son una fuente importante del carbón, petróleo y gas. La formación de turba es un proceso característico de los marismas y pantanos de las llanuras deltaicas actuales.

Los deltas pueden contener cantidades importantes de petróleo y gas debido a que están formados por pizarras marinas (posibles rocas almacén) hacia la parte superior de la paleopendiente. Es importante conocer la sedimentología de estas arenas para predecir la localización y geometría de un yacimiento petrolero, siendo importante distinguir entre

arenas de plataforma subacuática y las de canales distribuidores, ya que éstas son más difíciles de localizar y ya hecho ésto, también lo será el predecir la geometría del yacimiento. Un ejemplo representativo de lo anterior es un complejo de campos petroleros asociados a canales distribuidores deltaicos localizados, en Oklahoma y pertenecientes al Pennsylvaniense, fig. I-8.

### **MEDIOS SEDIMENTARIOS COSTEROS.**

La costa es una zona limitada entre el continente y el mar, sujeta a transformaciones rápidas e influenciada por transgresiones y regresiones. En este medio de transición también se pueden incluir a: **las costas, llanuras de marea, sedimentos de lagoon, playas y estuarios.**

Los materiales depositados son arenosos formando la franja de la línea de costa o isla barrera. De la plataforma hacia el mar pasan los materiales lutíticos, si la costa es progradante da lugar a una serie regresiva y la megasecuencia producida por los medios sedimentarios sería:

- Sedimentos pantanosos.
- Cuerpos arenosos costeros incluyendo el cordón de dunas.
- Sedimentos lutíticos de plataforma.

### **COSTAS CLÁSTICAS LINEALES**

Consiste en dos zonas de alta energía y dos de baja energía con alternancia entre las dos paralelas a la costa. Cuando no existe el complejo de llanura tidal-lagoon, la barrera es empujada hacia tierra contra la llanura aluvial, esta situación se da en regiones tormentosas con bajo aporte.

La secuencia sedimentaria actual en una costa clástica lineal es función de la disponibilidad de sedimentos y la velocidad de levantamiento de tierra y mar.

Las facies siguientes se conservan solo si hay aporte abundante de materiales terrestres: aluviones continentales, depósitos de lagoon e intertidales, arenas de barrera, de plataforma marina abierta. Si esto ocurre la costa es estacionaria y se depositan secuencias de las cuatro facies en los cuatro medios, este tipo de costas no es muy común en la secuencia geológica ya que es necesario un equilibrio muy delicado entre la sedimentación y la elevación del nivel del mar (por ejemplo la Arenisca Frío del Oligoceno al Noreste de la costa del Golfo de México), fig. I-9.

Como ya se ha mencionado, las costas clásticas lineales están formadas por cuatro facies yuxtapuestas vertical o lateralmente, a continuación se resumen las características principales de estas:

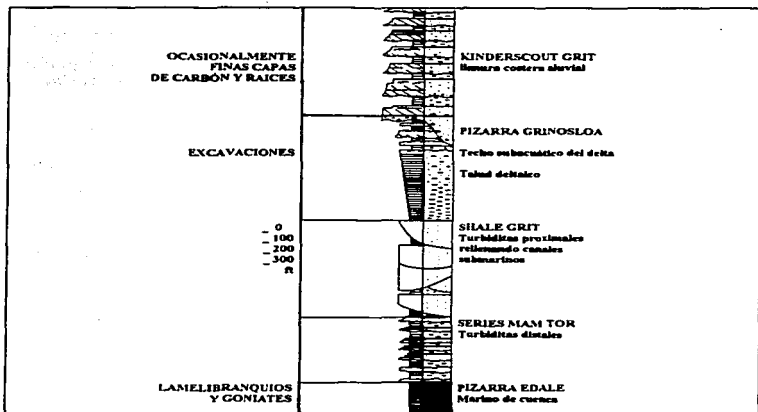


Fig 1-6. Sección general compuesta de la secuencia de pizarras Edale-Kinderscout Grit, basada en datos de Cillinson, Reading Y Walker.

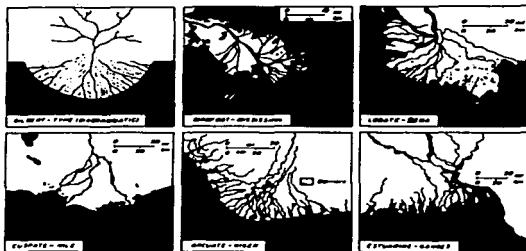


Fig 1-7. Tipos de deltas.

## **COMPLEJO DE LAGOON Y LLANURAS DE MAREA .**

**Litología:** Predominante arcilla, limos y arenas finas.

**Estructuras sedimentarias:** Laminación, rizaduras y bioturbación. A veces grietas de desecación y canales con conglomerados en el fondo y rellenos por arcillas con laminaciones oblicuas debido a arroyos mareales.

**Paleocorrientes:** Muy variables, pocas medibles.

**Fósiles:** Vertebrados e invertebrados pasando de marino a salobre y luego a continental, arrecifes de conchas muy característicos.

**Geometría:** Mantos y cordones paralelos a la paleocorriente.

**Litología:** Arenas de grano grueso a muy fino. Tendencia a buena clasificación y ausencia de matriz, terrigena (cuarcítica) o calcarenítica.

## **COSTAS LINEALES DE CARBONATOS Y PLATAFORMAS**

Se pueden definir tres subfacies desde el mar hasta tierra:

**Zona X :** Marina abierta bajo el nivel base de las olas: Arcillas, calizas arcillosas y silices con laminaciones. Se pueden encontrar superficies de erosión recubiertas de conglomerados intraformacionales penecontemporáneos ("hard-grounds"). Fauna bien conservada de organismos pelágicos y menos bentónicos, ausencia de algas.

**Zona Y:** Complejo de barreras y canales de alta energía: Calcarenitas oolíticas y de conchas, a veces arrecifales. Con estratificación cruzada y plana. Tienen fragmentos de conchas, algas briozoos, corales y grandes foraminíferos bentónicos.

**Zona Z :** lagoon y sabkha: Caliza de pellets fecales a veces laminadas, con huellas de desecación y conglomerados intraformacionales. A menudo bioturbadas, con fauna marina escasa pero bien conservada, interestratificada y pasando lateralmente hacia la costa a dolomía microcristalina con nódulos de anhidrita (puede estar remplazada por yeso o calcita) y otros minerales evaporíticos.

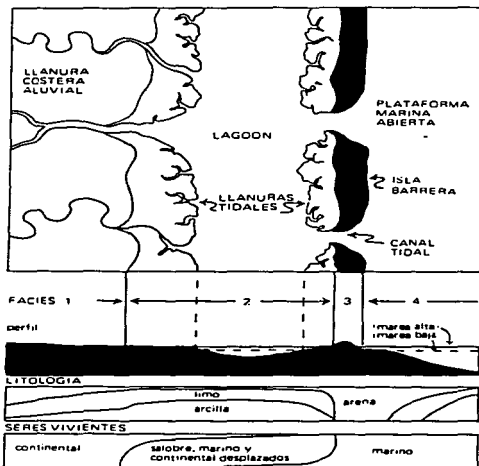
## **IMPORTANCIA ECONÓMICA DEL MEDIO SEDIMENTARIO COSTERO.**

En este medio se depositan arenas porosas alrededor de cuencas marinas; con frecuencia productoras abundantes de petróleo y gas, las arenas de barrera son una de las mejores rocas almacén, rodeadas por arcillas marinas y de lagoon como rocas madre potenciales, siendo de gran importancia reconocer las arenas de playa y barra para predecir su geometría y extensión horizontal.





**Fig 1-8.** Mapa de isopacas de la arenisca Booch (Pensilvánico) de Oklahoma. Punteado fino: areniscas en mantos (0-6 m). Punteado grueso: canales (6-60 m). Véase cómo los campos petroleros (en negro) se concentran en las arenas de canal. Modificado por Bush, 1961.



**Fig 1-9.** Diagrama que resume la morfología, sedimentología y biología de las costas con islas barrera actuales.

Aunque una barrera o una playa tienen formas lineales paralelas a la costa, la geometría de las arenas que se depositan puede ser muy variada:

- Mantos de arenas regresivas.
- Mantos de arena transgresivas.
- Cordones de arena de barreras.

Este medio no solo es importante por su capacidad de almacenar hidrocarburos, sino que también puede contener concentraciones valiosas de minerales pesados .

## **AMBIENTE MARINO.**

### **ARRECIFES.**

Definición de arrecife: el término arrecife aplicado originalmente a prominencias del fondo marino actualmente se aplica a lenticulas formadas por esqueletos calcáreos de organismos sedimentarios. En muchas ocasiones es difícil demostrar si un arrecife antiguo fue una elevación topográfica del fondo marino o una estructura resistente a las olas.

### **CLASIFICACIÓN DE LOS ARRECIFES:**

E. R Cowmings (1932), realizó la clasificación de los depósitos de esqueletos calcáreos de la forma siguiente:

- **Biohermo:** Es una estructura con aspecto de arrecife, montículo lenticular, de origen estrictamente orgánico, encajada en rocas de litología diferente.
- **Biostromas:** Es una estructura estratificada en capas de conchas, crinoides, corales etc. sin elevaciones.
- **Construcción de carbonatos:** Con lentes de rocas carbonatadas, se dividen en dos tipos:
  - a). **Arrecife:** Es una construcción de carbonatos formados por organismos con esqueleto, que al momento de formarse tenían un armazón rígido formando un relieve topográfico en el fondo marino.
  - b). **Banco:** Es una construcción de carbonatos que formó un relieve topográfico de materiales resistentes a las olas (barras de oolitas, bancos de coquina, restos de crinoides).

### **ARRECIFES ACTUALES.**

Actualmente la mayoría de los arrecifes que crecen lo hacen en aguas poco profundas, tropicales, siendo las condiciones óptimas para su desarrollo las siguientes:

- Profundidades menores a 50 metros.

- Salinidad entre 27 000 y 40 000 ppm.
- Temperatura, pocas veces menores a 20°C; existe una excepción: los arrecifes de coral formados en aguas frías a aproximadamente 70 metros en la costa Noruega.

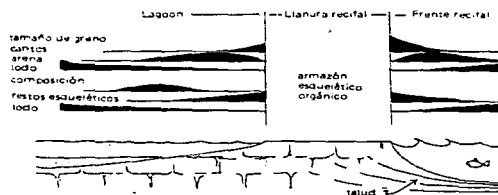
Los grupos de animales que viven en los arrecifes actuales son muy diversos, el armazón resistente está formado por corales, algas calcáreas, hidrocorales, briozoos, etc., otros organismos asociados son: esponjas calcáreas, foraminíferos, equinodermos, lamelibranchios, gasterópodos y gusanos sabeláridos (secretores de carbonatos). En corte transversal, un complejo arrecifal se puede dividir en tres unidades geomorfológicas, fig. I-10.

Frecuentemente un arrecife delimita del mar abierto un lagoon de aguas someras, cuyo fondo está cubierto por lodos calcáreos en lo más profundo y por arenas en la superficie agitada. Los sedimentos que allí se encuentran son pellets, arenas de foraminíferos, arenas de algas y corales rotos juntos con otras arenas esqueléticas y lodos calcáreos finos. El tamaño de grano crece al acercarse a la barrera, donde puede ser conglomerático debido a fragmentos orgánicos rotos del arrecife y llevados hasta el lagoon por las corrientes.

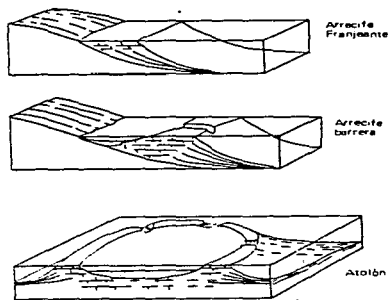
La parte superior del arrecife es plana debido a que los animales que lo forman no soportan exposiciones prolongadas subaéreas, además de sufrir el ataque continuo de las olas, quedando cortada por canales de desagüe, que ocasionalmente llegan a formar túneles submarinos. El armazón del arrecife es muy poroso, se han dado valores del 50%. El borde que da al mar abierto o frente arrecifal es un acantilado con talud en la base, el cual está formado por fragmentos orgánicos rotos del frente arrecifal, la fauna del talud es similar a la del arrecife, pero en condiciones más tranquilas, favoreciendo el crecimiento de formas ramosas más delicadas de corales y algas calcáreas. El talud tiene una estratificación mal desarrollada hacia mar abierto.

Los arrecifes actuales pueden clasificarse en tres tipos principales, de acuerdo con su geometría, existiendo transiciones de uno a otros:

- **Arrecifes fragmentados:** Son líneas en planta y paralelos a la costa, sin lagoon intermedio. Se forman solo donde hay poca precipitación, es decir; llega poca agua dulce y sedimentos al mar, sin disminuir el crecimiento de los organismos que forman el arrecife; como ejemplo se pueden citar las costas desérticas del Golfo de Akaba, en el Mar Rojo.
- **Arrecifes barrera:** También son lineales, quedando separados por un lagoon. Este lagoon puede ser pequeño o un mar de cientos de km, como el de gran barrera de arrecifes de Australia.
- **Atolones:** Son arrecifes sub-circulares, con un lagoon en su interior. Este tipo de arrecifes es común en el Pacífico. La teoría clásica sobre la formación de atolones fue formulada por C. Darwin en 1842, fig. I-11.



**Fig I-10.** Corte diagramático que resume la geomorfología y los sedimentos de un arrecife actual.



**Fig I-11.** Los tres tipos de arrecifes actuales.

La teoría considera que primero se formaron arrecifes barrera alrededor de una isla volcánica. Al hundirse la isla por su propio peso, la barrera se elevó para compensar el ascenso relativo del nivel del mar, finalmente desaparece toda huella de la isla volcánica y solo queda un arrecife coralino circular o atolón.

Se pueden aplicar con éxito los estudios realizados a arrecifes actuales a los antiguos y los conceptos de ellos derivados; sin embargo, es necesario hacer dos advertencias: los grupos de organismos constructores en el pasado no son los mismos que en la actualidad y que los papeles de cada grupo cambian con el lugar y la época, también se debe considerar la relación entre geometría de los actuales y los antiguos, los arrecifes lineales son frecuentes, pero son en general de tipo barrera. Los atolones fósiles son escasos aunque se han descrito como atolones complejos arrecifales sub-circulares pero no se apoyan en islas volcánicas, el arrecife El Abra de México fue descrito como barrera, pero estudios en el mar han demostrado que tiene una planta oval.

Otro tipo de arrecife antiguo son los parches arrecifales que consisten esencialmente de un núcleo circular rodeado por un talud, el núcleo puede abrigar a un lagoon.

La forma de un arrecife y la distribución de la facies están controladas por la variación del nivel del mar, emplazamiento tectónico, seres vivos y oceanografía.

### **DIAGÉNESIS DE LOS ARRECIFES**

La diagénesis de las rocas arrecifales es crítica para el entendimiento de su significado económico. Los arrecifes tienen tres propiedades interesantes y poco frecuentes, de gran interés en su historia, después de la sedimentación:

- Se forman con una alta porosidad primaria.
- Están litificados en el momento de su formación, la compactación es baja y se conserva la porosidad primaria.
- Están formados por minerales inestables (aragonita y calcita), que sufren cambios químicos debidos a reacciones con los fluidos circulantes en los poros, principalmente se pueden reconocer dos tipos de cambios diagenéticos en los arrecifes: mineralógicos y texturales, asociados entre sí.

Inicialmente el material esquelético pasa a su polimorfo estable: la calcita; con lo que se incrementa el volumen y una disminución equivalente en la porosidad y en la permeabilidad. Este proceso se lleva a cabo a diferentes velocidades y áreas del arrecife. Simultáneamente con el cambio aragonítico los carbonatos se pueden enriquecer con magnesio procedente del agua marina, lo que en teoría producirá una dolomía intercrystalina. Otro proceso común es la silicificación, con frecuencia acompañada por situaciones selectivas de fósiles.

Los cambios químicos están asociados con modificaciones texturales en la estructura del arrecife, la porosidad primaria puede disminuir por la influencia de lodos calcáreos producidos por la fragmentación de las algas calcáreas, también puede disminuir la

porosidad por la recristalización de los esqueletos y por el desarrollo de crecimientos de calcita junto con la dolomitización, la cual destruye todo resto de armazón orgánico original, aunque posteriormente se pueda formar porosidad secundaria por disolución a lo largo de las fracturas y formación de porosidad vesicular. Como se puede ver la diagénesis de un arrecife es compleja al ser función de la fauna original, composición litológica y la composición química de los fluidos que circulan por su interior.

**Geometría:** En planta son lineales, subcirculares o a veces en forma de atolón.

**Litología:** En general se reconocen tres litofacies:

I. Calculititas: calcarenitas y calizas con "pellets" ("lagoon" interior).

II. Biolititas "in situ", de esqueletos de organismos secretores de carbonato cálcico; pueden estar completamente recristalizadas, a menudo dolomitizadas, habiendo perdido toda su estructura original. (núcleo del arrecife).

III. Calcarenitas esqueléticas y calcirruditas con matriz micrítica (talud arrecifal). Las facies internas del arrecife pueden pasar a evaporitas tipo "sabkha", mientras que el frente arrecifal puede ser equivalente lateral de evaporitas "de cuenca".

**Estructura sedimentaria:** Facies internas: laminadas, con grietas de desecación, escasa bioturbación. Núcleo: masivo. Talud arrecifal: estratificación mal desarrollada buzando hacia el exterior del frente arrecifal; deslizamientos y avalanchas. Pueden pasar hacia la cuenca a turbiditas de carbonatos.

**Paleocorrientes:** Apenas hay alguna que medir. Las avalanchas y los deslizamientos pueden indicar paleopendientes de importancia local (partes del arrecife).

**Fósiles:** El núcleo del arrecife (si no está muy recristalizado) se caracteriza por una abundante fauna con grandes poblaciones de muchas especies. El armazón del arrecife está formado por algas calcáreas, estromatopóridos, briozoos y corales, asociados con otros muchos organismos sésiles y móviles.

## **IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LOS ARRECIFES.**

Los arrecifes antiguos, por su porosidad, son con frecuencia buenos almacenes de hidrocarburos, si están bien sellados. Se ha tenido atención a la aparición del petróleo en arrecifes rodeando cuencas arcillosas y coronada por evaporitas. Las evaporitas juegan un papel muy importante ya que son salmueras asociadas y evitan la oxidación de la materia orgánica permitiendo la formación de hidrocarburos ya que ellas mismas son buenas rocas sellos.

Generalmente se considera que los arrecifes petroleros no pueden ser sus propias rocas madre, debido a la intensa oxidación de la materia orgánica durante la formación del mismo.

Cabe destacar que en los arrecifes Terciarios de Irán, el petróleo atrapado dentro de los fósiles es anterior a la cementación y composición diferente a la que rellena la masa del yacimiento.

La localización de campos petroleros en arrecifes antiguos no siempre es fácil, ya que el problema de identificación es doble, pues se pueden localizar distribuidos al azar en plataformas enterradas bajo capas horizontales, a menudo sin algún indicio en la topografía superficial; además, la identificación del yacimiento petrolero como arrecife es difícil ya que la diagénesis habrá borrado la estructura original.

Considerando estos dos problemas se presenta el siguiente ejemplo: Los métodos normales de geología superficial son inaplicables en la búsqueda de arrecifes antiguos, pues éstos se localizan fundamentalmente con técnicas geofísicas, especialmente la sísmica, lo que lo convierte en algo aleatorio. La búsqueda de pináculos arrecifales de dos a tres km<sup>2</sup> es muy difícil, en el caso que se menciona a continuación, fue el descubrimiento de los arrecifes Intisar en la cunca Sirte de Libia, con una segunda línea de explosiones en una área de 1.880 km<sup>2</sup> se logró pasar por encima de la cresta del arrecife, el pozo de exploración rindió 43 000 bpd de producción inicial, lo que llevó a un programa de búsqueda de estructuras.

## **MARINO PROFUNDO.**

### **ABANICOS SUBMARINOS (DEPÓSITOS TURBIDÍTCOS).**

Las turbiditas son sedimentos depositados por una corriente de turbidez. El término turbidita es un término genético que describe al proceso que se supone ha depositado un sedimento.

No se puede identificar a las turbiditas por alguna característica especial, sino por la suma de muchos criterios. En el capítulo III se detallan mejor estos depósitos, (III.3.8).

## **CAPÍTULO II.**

# **GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS GENERADOS POR LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS IMPORTANTES.**

### **II.1 INTRODUCCIÓN.**

Las rocas sedimentarias muestran una gran variedad de formas. Algunos depósitos yacen como mantos, producidos en algunos casos por la caída de los sedimentos en suspensión y en otros casos por la acreción lateral o por la misma sedimentación.

Algunas formas describen un tipo de flujo, por ejemplo, depósitos por flujo de granos, lodo o turbiditas, estos depósitos no necesariamente coexisten dentro de la cuenca en que se acumularon, algunos pueden ser localizados por su proximidad con la fuente de origen de los sedimentos, constituyendo abanicos continentales o submarinos. Otros depósitos pueden estar restringidos por la acumulación, como los depósitos de canales de río o líneas de costa.

Los cuerpos sedimentarios pueden ser acumulaciones mecánicas u orgánicas, las cuales tienen relación con la geomorfología, así; las acumulaciones orgánicas son arrecifes o bancos, cuya localización y forma son el resultado de interacciones climáticas, hidrológicas y topográficas. El tamaño y la forma de las acumulaciones mecánicas, como las dunas, están controladas por sutiles factores difíciles de identificar y medir.

Son raros y pequeños los depósitos sedimentarios análogos con las rocas ígneas intrusivas y son de hecho: diques, "sills" o diapiros; siendo más notables los domos salinos. Más comunes, pero más pequeños en volumen, son los depósitos en cavidades, aquí también se incluyen los depósitos en cavernas, "sinks" y volcanes de lodo.

Las areniscas y calizas son acumulaciones con mejor disposición, ya que se localizan en masas bien definidas. Las lutitas se forman en aguas tranquilas; no se tienen analogías de lutitas o calizas arrecifales con cintas de arena, a excepción, tal vez, de los montículos de lodo carbonatado. Las lutitas frecuentemente forman la matriz con la cual se cementan los cuerpos arenosos.

Una identidad geomorfológica puede coincidir o estar limitando al cuerpo sedimentario, como en el caso de un arrecife o duna. Por otro lado, algunas entidades geomorfológicas son complejas y contienen gran cantidad de discretos cuerpos sedimentarios, como en el caso de un delta, el cual tiene varios tipos de cuerpos arenosos de diferentes orígenes.

Se ha intensificado el interés en la geometría del cuerpo sedimentario, debido a la exploración petrolera, ya que muchos yacimientos están contenidos o relacionados a los cuerpos sedimentarios (como en el caso de los arrecifes y cintas de arena).



Por medio de la geometría se pueden conocer las formas y dimensiones de los cuerpos sedimentarios, pero no su organización interna, aunque están relacionadas.

## II.2 CUERPOS SEDIMENTARIOS ARENOSOS.

### II.2.A FORMA Y DIMENSIONES.

Inicialmente, las areniscas fueron descritas como mantos de arena, extendidas en dos dimensiones y restringidas en la tercera o en cintas de arena, extendidas en una sola dimensión y restringidas en las otras dos.

Krynine (1948), amplió la terminología, incluyendo dos tipos más, quedando la clasificación como ( fig II-1):

- Mantos o láminas.
- Tabulares.
- Prismas.
- Cintas.

Cada uno definido en términos de la relación longitud/espesor, como se muestra en la Tabla II-1.

**Tabla II-1. Diferentes relaciones de longitud/espesor.**

CUERPOS SEDIMENTARIOS.	Relación LONGITUD/ ESPESOR
Mantos	1000 : 1
Tabulares	de 50 : 1 a 1000 : 1
Prismas	de 5 : 1 a 50 : 1
Cintas	de 5 : 1 a 1 : 1

También hubo clasificaciones en términos genéticos como las de Rittenhouse (1961) y LeBlanc (1972), quienes designaron términos como: abanicos aluviales, dunas, playas, etc. Aunque ésta terminología es más entendible, tiende a confundir la geometría (tamaño y forma) con el ambiente sedimentario total. Esta clasificación se encuentra sujeta a errores, pues es difícil establecer el ambiente de depósito de muchos cuerpos antiguos, ya que uno puede gradar dentro de otro, lo cual es difícil de establecer a partir de métodos geofísicos.

Potter, realizó una clasificación estrictamente descriptiva y geométrica, reconociendo dos clases: (fig II-2).

- Cuerpos arenosos extensos o mantos
- Cuerpos arenosos lineales o elongados.

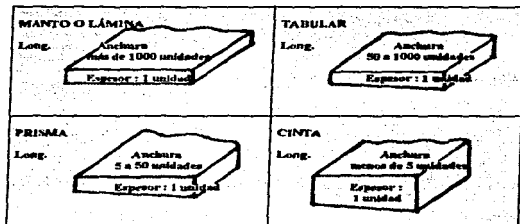


Fig. II-1. Forma de los cuerpos sedimentarios, (adaptada por P. D. Krynine, 1948).

Los cuerpos arenosos lineales o elongados muestran uno o más de los cuatro patrones de distribución.

- Vainas.
- Cordones.
- Dendroides.
- Cinturones.

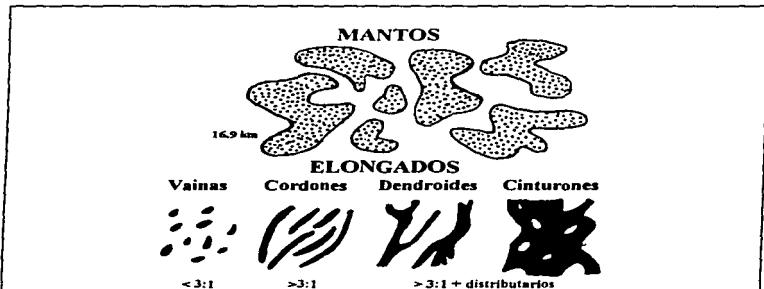


Fig. II-2. Cuerpos arenosos en mantos y elongados. Los elongados pueden presentar patrones en vainas, cordones, dendroides o cinturones, mostrando también su relación longitud / espesor, (Potter, 1963).

Para propósitos prácticos, se pueden reconocer los siguientes cuerpos sedimentarios:

- 1. Lineales simples o cintas de arena.**
- 2. Complejos o bifurcados.**
- 3. Acuñaos.**
- 4. Mantos o láminas.**

#### **1. Cuerpos sedimentarios lineales simples o cintas de arena.**

El término cinta de arena; es aplicado a aquellos cuerpos con mayor elongación en proporción a su espesor y amplitud. Son el resultado de la acumulación de clastos en relativamente estrechos cinturones lineales.

Las cintas de arena varían desde pequeños cuerpos, comunmente mostrando su sección transversal completa en un simple afloramiento, a grandes cuerpos de varias decenas de metros, con amplitudes que van desde 0.8 a 3 km y longitudes de más de 160 km.

Las cintas de arena pueden ocupar canales, otras tienen bases planas y parecen no ser canales. Pueden estar interrumpidas o continuas, debido, posiblemente a la erosión y en otros casos a la depositación. La arena originalmente forma discretos cuerpos que pueden estar dispuestos en cinturones. Algunas cintas muestran patrones simples, levemente sinuosos o marcados meandros.

Las cintas de arena tienen un origen múltiple; algunas, parecen ser canales fluviales (ejemplo b), otras ocupan cañones submarinos en la plataforma continental (ejemplo a) y otras más, debidas a islas barrera (ejemplo).

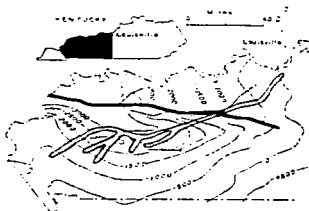
#### **Ejemplos:**

- a).** La arenisca Bethel, al Oeste de Kentucky, del Mississipico, con una longitud aproximada de 320 km, espesores de 46 a 61 metros y amplitudes de 0.8 a 1.3 km, fig II-3.
- b).** El canal Caseyville del Pensilvánico, también en Kentucky, tiene una longitud de aproximadamente 161 km, un espesor de 30 a 60 metros y una amplitud de 6.4 a 10 km, fig II-4.
- c).** La arenisca Anvil Rock, es un cuerpo más pequeño, perteneciente al Pensilvánico, en Illinois. fig II-5.
- d).** La cinta de arena en Bartlesville, del Pensilvánico, en Kansas y Oklahoma, tiene espesores de 15.2 a 45.7 metros, amplitudes de 0.8 a 3.2 km y sus cuerpos arenosos individuales tienen longitudes de 3.2 a 9.6 km, comunmente dispuestos en cinturones con longitudes aproximadas de 80 km, fig II-6.

## 2. Cuerpos sedimentarios arenosos complejos y bifurcados.

Aquí se incluyen aquellos cuerpos que muestran complejos patrones de bifurcación, ramificaciones convergentes o divergentes y patrones anastomosados.

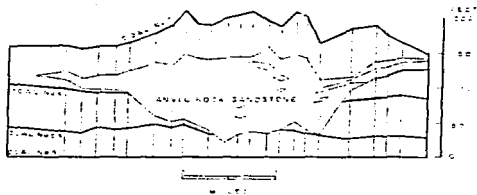
Complejas elevaciones tienen lugar cuando cuerpos arenosos más o menos lineales son apilados unos sobre otros, así, la superposición producirá diferentes espesores en las arenas, resultando un carácter múltiple de éstas, fig II-7.



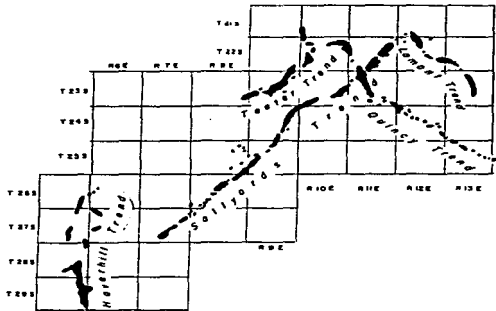
**Fig. II-3.** Canal Bethel, del Mississippi y la estructura sobre la cima de la lutita New Albany, al Oeste de Kentucky, (Seminar, 1969).



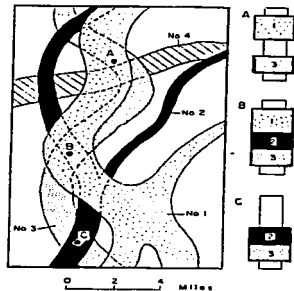
**Fig. II-4.** Mapa que muestra el canal Caseyville del Pensilvánico, en el Condado de Edmonson, Kentucky, (Potter & Siever, 1956, University of Chicago).



**Fig. II-5.** Sección transversal de la arenisca Anvil Rock del Pensilvánico, en el Condado de Edwards, (Potter, 1962).



**Fig. II-6.** Mapa de la cinta de arena en Bartlesville, en el Condado Green Wood Butler, Kansas, (Bass, 1934, Assoc. Petrol. Geol.).



**Fig. II-7.** Origen múltiple de los cuerpos arenosos. A: cuerpos arenosos separados, B: apilamiento de tres cuerpos y C: dos orígenes del cuerpo arenoso, (Potter, 1963).

Una complejidad más común es atribuida a la bifurcación múltiple del cuerpo arenoso, como suele suceder en la región de canales distributarios de un delta. En algunos casos, los cuerpos arenosos muestran patrones anastomosados.

#### Ejemplos:

a). El cuerpo arenoso de la formación Frio en el Campo Seeligson, perteneciente al Oligoceno, donde el patrón fue interpretado por Nanz (1954) como un sistema distributivo en la parte superior de la planicie deltaica, fig II-8.

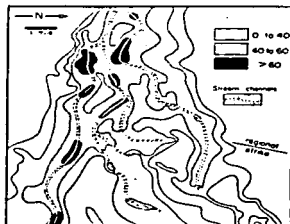
b). La arenisca Booch del Pensilvánico, al Oeste de Oklahoma. En este cuerpo se pueden observar ramificaciones divergentes como en los distributarios de un delta, fig II-9.

#### 3. Cuerpos sedimentarios arenosos acuñaados.

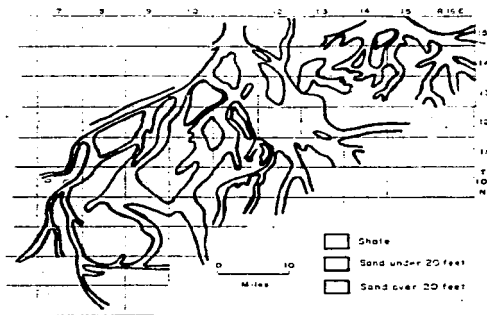
Algunos cuerpos sedimentarios, principalmente arenas y gravas, tienen formas notablemente acuñaadas en sección transversal. En planta presentan una forma abanicada y en perfil radial es concava hacia arriba, fig II-10.

Uno de los depósitos más grandes descritos, es el del miembro Salt Wash de la formación Morrison, del Jurásico, en Utah y Colorado, con más de 183 metros de espesor, fig II-11. En algunos casos, depósitos con formas abanicadas son suficientemente numerosos para combinarse y formar cuerpos acuñaados. Cuerpos sedimentarios similares se forman al

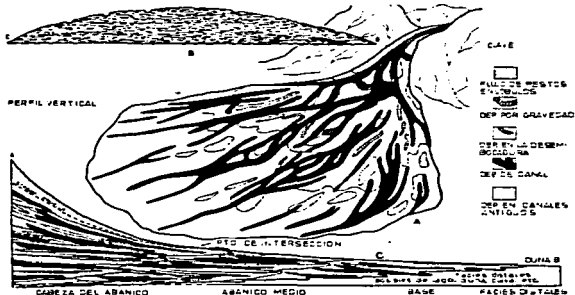
acumularse los sedimentos al pie de marcados taludes subacuados o desembocaduras de cañones submarinos, como los abanicos de turbiditas, recientemente reconocidos.



**Fig. II-8.** Mapa que muestra la complejidad en la cinta de arena "Frio", del Oligoceno, así como los canales distributarios del delta, (Nanz, 1954).



**Fig. II-9.** Arenisca Booch, del Pensilvánico, mostrando la geometría de los cuerpos arenosos, (Busch, 1961).



**Fig. II-10. Modelo generalizado de la sedimentación en un abanico aluvial. A: planta, B: perfil de la sección transversal y C: perfil radial, (Spearing, 1954).**

#### 4. Cuerpos sedimentarios en mantos de arena.

Los mantos de arena son grandes extensiones horizontales con relación a su espesor, cubriendo miles de km<sup>2</sup> y de pocas decenas de metros en su espesor.

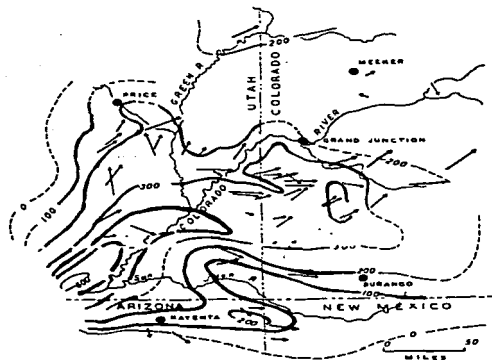
Su origen aún es discutido. En cuanto a las arenas modernas, son generalmente asociadas con ríos y playas o ambos. Se ha pensado que los mantos se formaron por la sedimentación lateral, cuyos límites aumentaron, con un ángulo bajo de deposición y a veces plana. También se ha considerado, que los mantos se formaron por la coalescencia de una serie de cuerpos arenosos lineales, cada uno de los cuales posiblemente se aisló, llegando tal vez, a formar cintas.

#### Ejemplo:

a). Grupo Mesaverde del Cretácico, en la cuenca San Juan, Colorado, el cual es producto de la migración de la línea de costa, fig II-12.

La forma de los cuerpos sedimentarios es independiente de su tamaño; según Krynine, los cuerpos sedimentarios también se pueden clasificar atendiendo a su volumen en (Tabla II-2):

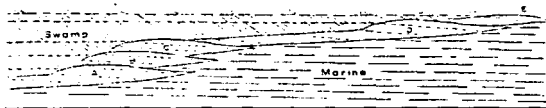




**Fig. II-11.** Líneas de isopacas en el Miembro Salt Wash, de la formación Morrison del Jurásico, en Utah (Craig et al, 1953).

**Tabla II-2.**

VOLUMEN [km <sup>3</sup> ]	TAMANO
> 2000	<b>GRANDES</b>
4 - 2000	<b>MEDIANOS</b>
< 4	<b>PEQUEÑOS</b>



**Fig. II-12.** Crecimiento de mantos arenosos regresivos debido a la migración de islas barrera hacia el mar durante la subsidencia, (Hollenshead & Pritchard, 1961, AAPG).

## **II.2.B ORIENTACIÓN.**

La orientación del cuerpo arenoso con relación al ambiente de depósito es de considerable interés. Algunos cuerpos arenosos están acuñaados si son paralelos a la paleopendiente de depositación, otros tienen buzamientos si se extienden paleopendiente abajo.

Aquellos cuerpos lineales que se originaron como islas barrera son paralelos a la línea de costa. Otros, particularmente aquellos relacionados a corrientes de canal pueden ser normales a la playa. Algunos son irregulares y muestran una relación confusa con la paleopendiente.

Si el cuerpo arenoso ocurre sobre una disconformidad desarrollada en lechos inclinados, la acumulación de arena puede estar controlada por el sepultamiento de la paleotopografía.

Un problema relacionado con la orientación del cuerpo arenoso, es la relación entre la textura y estructura internas; junto con la forma externa. Presumiblemente, ambas son responsables del sistema de paleocorrientes en las cuales se depositaron. Por lo tanto, la orientación de los granos y estratificación cruzada, por ejemplo, originaron relaciones sistemáticas a lo largo del eje del cuerpo arenoso.

## **II.3 CUERPOS CARBONATADOS.**

### **II.3.A FORMA Y DIMENSIONES.**

Como ya se ha mencionado, la geometría de los cuerpos carbonatados, en general, es menos conocida, debido a que es más fácil distinguir en los registros geofísicos: arena de la lutita, que distinguir: arenas carbonatadas de la micrita; es decir, los registros geofísicos son inadecuados para separar una caliza en particular de una asociación de las mismas.

Ball's (1967), clasificó los cuerpos carbonatados modernos en la región de las Bahamas, estudiando también las construcciones o biohermas, en:

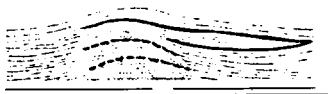
- 1. Arrecifes verdaderos.**
- 2. Montículos y bancos de lodos carbonatados ("knolls").**

#### **1. Arrecifes verdaderos.**

Los arrecifes son biohermas, que actualmente aparecen como masas estructurales, con textura irregular y zonas porosas (comunmente en dolomita), fig. II-13, que interrumpen la estratificación de la secuencia regional. Estos cuerpos, fueron islas de intensa actividad biológica y sitios de rápida acumulación de carbonatos, formando montículos, que se elevaron sobre el fondo marino.

Los cuerpos arrecifales, normalmente tienen una base plana y una cima marcadamente convexa, con flancos muy inclinados. En el plano, son casi circulares, aunque en ocasiones

son elongados. Algunos muestran una asimetría, presumiblemente en respuesta a la dirección prevaleciente del viento. Se pueden formar en los límites de la plataforma, aislados o localizados en elevaciones volcánicas.



**Fig. II-13.** Caliza arrecifal del Silúrico en Wisconsin, mostrando un cuerpo arrecifal relativamente pequeño, (Shreck, 1939).

Los cuerpos arrecifales varían en tamaño, desde pequeñas estructuras, como los montículos de estromatolitos con un metro o menos, a grandes complejos arrecifales con cientos de metros o más.

## **2. Montículos y bancos de lodos carbonatados (“knolls”).**

No todos los biohermas son arrecifes verdaderos, es decir; no todos poseen un almacén resistente al oleaje. Algunos son bancos o montículos de carbonatos, formados como resultado del efecto del enmascaramiento del lodo carbonatado por la flora marina, limitando el desarrollo del almacén.

Pray (1958), describió biohermas del Mississipico, con espesores de 8 a 107 metros, con una base plana y una cima convexa. Estas formas de “knolls” (colinas) son principalmente de lodo calcáreo, con más de 300 metros de diámetro y espesor variable, de algunos metros, con una inclinación en sus flancos de aproximadamente 50°.

## **II-3.B ORIENTACIÓN DE LOS CUERPOS CARBONATADOS.**

Como ya se ha mencionado, la descripción de los cuerpos carbonatados es más compleja y por lo general no tienen una orientación preferencial como en el caso de los cuerpos arenosos.

## **II.4 OTROS CUERPOS SEDIMENTARIOS.**

### **II.4.A FORMA Y DIMENSIONES.**

Además de los anteriores, también se pueden mencionar los siguientes cuerpos sedimentarios, siendo sólo de interés los dos primeros:

- 1. Cuerpos de calizas oolíticas.**
- 2. Domos salinos.**
- 3. Cavidades y “sinks”.**
- 4. Cuerpos sedimentarios miscelaneos.**

## 1. Cuerpos de calizas oolíticas.

Aquí se incluyen las calizas oolíticas, como las de la arenisca McClosky, del yacimiento Passport Oil, en Illinois, perteneciente al Mississípico. Son esencialmente lentes, con una amplitud de aproximadamente 2 km, de 2.50 a 3.50 km de longitud y de 3.50 a 4.50 metros de espesor. Estos lentes han sido interpretados como bancos oolíticos, formados en ambientes marinos someros. Su origen puede estar relacionado con otros formados en los bancos de las Bahamas.

## 2. Domos salinos.

Los domos salinos son cuerpos sedimentarios no muy comunes, resultado del flujo e inyección de sal de los estratos profundos a los suprayacentes, como sucede en el caso de los diques. Son estructuras postdeposicionales.

La columna de sal, es coronada por una capa de roca, generalmente de yeso y caliza. Los estratos suprayacentes muestran un suave arqueamiento y pueden estar complejamente aflados, mostrando otras estructuras internas generadas por el flujo de la sal durante la intrusión, fig. II-14.

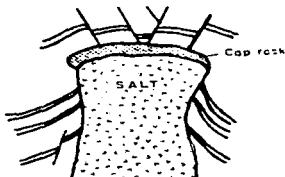


Fig. II-14. Diagrama esquemático de un domo salino (Levorsen, W. H. Freeman, AAPG).

Los domos salinos tienen formas muy próximas a la cilíndrica, como los stocks, con diámetros de 0.8 a 3.2 km.

### Ejemplos:

Se han localizado notables casos en Louisiana y Texas (en ambos casos en el continente y "offshore"), en Zechstein, Alemania e Irán.

## II.4.B ORIENTACIÓN.

Al igual que los cuerpos carbonatados, éstos tampoco muestran una orientación preferencial.

La Tabla II-3, resume las formas y sus dimensiones, así como la orientación, si existe; de los principales cuerpos sedimentarios generados por los diferentes ambientes sedimentarios.

**TABLA II-3. FORMA, DIMENSIONES PROMEDIO Y ORIENTACIÓN DE LOS CUERPOS GENERADOS POR LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS.**

AMBIENTE	ME DIO	DEPOSITO	MECANISMO DE DEPOSITO	TIPO DE AREJA	1. EJE MAYOR (cm o m)	2. EJE MENOR (cm o m)	FORMA Y TIPO DE CUERPO SEDIMENTARIO	FORMA Y TIPO DE CUERPO SEDIMENTARIO (cm)	1. TIPO Y TIPO DEL CUERPO SEDIMENTARIO (cm)
CONTINENTAL	FLUVIAL	ARENITAS DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
		ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
CONTINENTAL	EOLICO	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
		ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
TRANSICIONAL	DELTA	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
		ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	
	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	
TRANSICIONAL	COSTAS INTER-DELTAICAS	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
		ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
MARINO	MARINO	ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm
		ARENAS DE TUBA DE TUBA		ARENAS DE TUBA	1. 10-20 cm 2. 1-2 m	1. 1-2 cm 2. 10-20 cm		1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm	1. 10-20 cm x 1-2 cm x 1-2 cm

## **CAPÍTULO III.**

### **HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE LOS DEPÓSITOS SEDIMENTARIOS IMPORTANTES PARA EL INGENIERO PETROLERO.**

Este capítulo se desarrollará en tres partes principales:

III.1 Propiedades de los sedimentos.

III.2 Propiedades de las rocas.

III.3 Heterogeneidades geológica y petrofísica en los medios sedimentarios importantes.

#### **III.1 PROPIEDADES DE LOS SEDIMENTOS.**

##### **III.1.1 GENERALIDADES SOBRE LA TEXTURA DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.**

La descripción de cualquier roca sedimentaria detallará su textura, estructura y composición.

La textura se refiere a las características de las partículas sedimentarias y la relación grano a grano. Los rasgos mayores de un depósito, como la estratigrafía, surcos en arena o marcas de oleaje y concreciones, son estructuras sedimentarias. La composición del sedimento se refiere a la composición mineralógica o química.

La mayoría de los sedimentos, son mezclas de dos componentes principales: una parte detritica (guijarros, arena, lodo, etc.), llevada al lugar del depósito desde sus lugares de origen por medio de un transporte, y una parte química (caliza, yeso, etc.), formada en el sitio de la acumulación o en la vecindad de él. Ambos componentes pudieron haberse combinado en cualquier proporción, desde los sedimentos puros (areniscas cuarzosas) hasta los intermedios (caliza pizarrena).

Una roca clástica (conglomerado, arenisca, pizarra, etc.), se compone principalmente de material detritico, mientras que una roca no clástica (caliza, dolomita, yeso, etc.), se compone predominantemente por material de origen químico o biológico. Algunas rocas clásticas se han formado de material no detritico o rehecho, como fragmentos de fósiles.

Las rocas clásticas generalmente, tienen textura fragmentaria y las químicas, textura cristalina. La textura fragmentaria se caracteriza por la presencia de partículas rotas, desgastadas por abrasión o irregularidades en la superficie de contacto. La textura cristalina presenta partículas entrelazadas, la mayoría de las cuales presentan caras o superficies cristalinas.

La textura fragmentaria puede presentar algunos bordes cristalinos, debido al crecimiento secundario de granos o a la presencia de cementante posterior al depósito, fig III-1.

### **III.1.2 CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LA MASA.**

Los aspectos que caracterizan la textura de la masa rocosa son tres: las partículas mismas, la matriz de material más fino, que rellena los intersticios entre las partículas, y el cemento, que une a las partículas con la matriz formando una asociación relativa, por ejemplo granos de arena en matriz de arcilla o guijarros en matriz de arena. Si todas las partículas son de tamaño similar, como en la arena de duna, no se puede hacer distinción entre partículas y matriz. Los cementantes más comunes son: el sílice, la calcita la dolomita y la siderita.

### **III.1.3 PROPIEDADES DE LA PARTÍCULA.**

La textura detallada de una roca sedimentaria está determinada principalmente por el tamaño y forma de las partículas, así como por la disposición dentro del agregado. En los sedimentos transportados mecánicamente (rocas clásticas y detriticas) se encuentran seis propiedades con gran influencia sobre la textura final del depósito:

- A) Tamaño.
- B) Esfericidad (forma).
- C) Redondez.
- D) Textura superficial.
- E) Orientación.
- F) Composición.

En 1961, Griffiths definió las propiedades básicas de las rocas sedimentarias en: composición, tamaño, forma, orientación y empaque de las partículas.

Las rocas químicas también tienen las propiedades arriba señaladas, pero su significado en la interpretación, puede diferir; por ejemplo: la existencia de partículas detriticas de gran tamaño obligó a pensar en la fuerza de la corriente para arrastrarlas, mientras que un gran cristal de calcita en una caliza puede deberse, más que a efectos de transporte, a condiciones físicas y químicas prevalecientes durante el depósito y después del soterramiento.

## ***TEXTURA DE LAS ROCAS CLÁSTICAS.***

### **A) TAMAÑO DE LA PARTÍCULA.**

El método más común para medir el tamaño de las partículas, es el cribado. Al pasar una muestra de arena representativa dentro de un juego de cribas, las partículas se separan en diferentes grupos, de acuerdo con las aberturas de cada criba (diámetro de malla). Para determinar el tamaño de las partículas más pequeñas, se mide su velocidad de asentamiento. Las partículas pequeñas se asientan conforme a la ley de Stokes, la cual establece, en su

forma más sencilla, que la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula.



**Fig III-1.** Representación esquemática de texturas sedimentarias. Izq. Textura cristalina. Der. Textura clásica de arenisca.

El término **intercepción** se utiliza para expresar el tamaño de la partícula. La dimensión mayor de una partícula es la intercepción máxima y sus dimensiones menores se llaman intercepciones media y corta. Los procedimientos microscópicos, se utilizan para medir partículas de tamaño similar al de la arena y menor. Los granos se miden a lo largo de las intercepciones máxima y media, o se mide la superficie de las imágenes de los granos.

Como las partículas sedimentarias existen en todos tamaños, es necesario utilizar una escala para su clasificación. La escala de Wentworth es la más utilizada, divide sistemáticamente un intervalo continuo de tamaños en clases o grados, proporcionando un medio para analizar la terminología comúnmente utilizada. La Tabla III-1, muestra esta escala.

Cada grano o clase de tamaño difiere del anterior por la razón de  $\frac{1}{2}$  y tiene un nombre específico para identificar las partículas. La escala de Wentworth, es geométrica, aplicable para la descripción de sedimentos, ya que presenta la misma importancia en las relaciones de tamaño en gravas, arenas, limos o arcillas. Una diferencia de 1 cm en el tamaño de un canto rodado, es despreciable, mientras que una diferencia de 1 micrón, en una partícula de arcilla coloidal, basta para duplicar o reducir grandemente su tamaño.

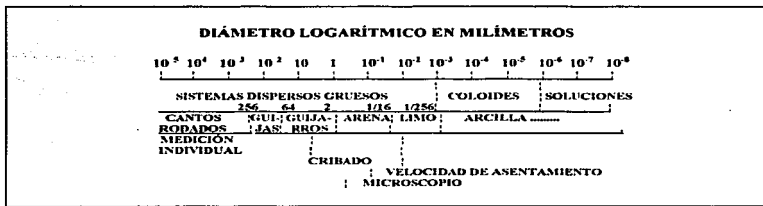
#### **A.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS SEDIMENTOS POR SU TAMAÑO.**

El análisis de un sedimento atendiendo al tamaño que presentan sus partículas, recibe el nombre de análisis mecánico, siendo la distribución por tamaño del sedimento la presentación numérica o gráfica de este análisis. El análisis puede llevarse a cabo utilizando las definiciones de tamaño de la escala de Wentworth. La fig. III-2, indica el método a aplicar según el tamaño.



Tabla III-1. Escala de Wentworth.

TAMAÑO [mm]	UNIDADES phi [φ]	MALLA	CLASES O GRADOS	NOMBRE DE LA ROCA
4996	-12			
1024	-10			
256	8		GUJONES	
64	6		GUJARROS	
16	4		GUJAS	GRAVA
4	2	2		
3.36	-1.75	6		
2.83	-1.5	7	GRÁNULOS	
2.38	-1.25	8		
2.00	-1.00	10		
1.68	-0.75	12	ARENA MUY GRUESA	
1.41	-0.50	14		
1.19	-0.25	16		
1.00	0.00	18		
0.84	0.25	20	ARENA GRUESA	
0.71	0.50	25		
0.59	0.75	30		
0.50	1.00	35		
0.42	1.25	40	ARENA MEDIA	ARENA
0.35	1.50	45		
0.30	1.75	50		
0.25	2.00	60		
0.210	2.25	70	ARENA FINA	
0.177	2.50	80		
0.149	2.75	100		
0.125	3.00	120		
0.105	3.25	140	ARENA MUY FINA	
0.088	3.50	170		
0.074	3.75	200		
0.0625	4.00	230		
0.053	4.25	270	LIMO GRUESO	
0.044	4.50	325		
0.037	4.75			
0.031	5.00			
0.0156	6.00		LIMO MEDIO	LIMO
0.0078	7.00		LIMO FINO	
0.0039	8.00		LIMO MUY FINO	
0.0020	9.00		ARCILLA	
0.00098	10.00			
0.00049	11.00			
0.00024	12.00			
0.00012	13.00			
0.00006	14.00			ARCILLA



**Fig III-2.** *Limites de tamaño de partícula de los sedimentos clásticos y los métodos de análisis aplicables a las diversas variaciones.*

Las mediciones individuales se utilizan para tamaños mayores de guijarros y partículas. El cribado, para tamaños comprendidos entre 30 y 0.05 mm. Los métodos de velocidad de asentamiento se utilizan para limos y arcillas, aplicando la ley de Stokes. El microscopio tiene utilidad para tamaños que van desde la arena mediana a la arcilla.

Los sedimentos consolidados requieren generalmente de un tratamiento preliminar para separar las partículas o para ser analizadas en secciones delgadas.

El objetivo del análisis mecánico es obtener datos gráficos o numéricos acerca de los tamaños de partícula en un sedimento, a fin de describir su textura, comparando muestras, para desarrollar y comprobar las teorías sobre su sedimentación durante el transporte y el depósito.

## A.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS DE DISTRIBUCIÓN.

Comúnmente se manejan dos formas de exponer los datos del análisis mecánico. El histograma, es un diagrama de barras que indica el porcentaje de granos en cada grado presente en el sedimento. La curva acumulativa del sedimento se obtiene sumando porcentajes de los grados sucesivos y trazando una curva suave por los puntos.

Los histogramas representan una imagen viva de la abundancia relativa de granos que hay en cada tamaño o grado, en una forma fácil de entender, fig. III-3.

El resumen estadístico de los sedimentos se basa en la obtención gráfica de los cuartiles de 25, 50 y 75 % de la curva acumulativa. El gráfico debe ser en papel semilogarítmico para facilitar la lectura de valores interpolados, fig. III-4.

Con el cuartil de 50 % se puede conocer el diámetro mediano, el cual representa el grano que está a la mitad del tamaño. Dos arenas pueden tener el mismo diámetro mediano (o promedio), aunque una tenga un intervalo de tamaños mucho más amplio que la otra.

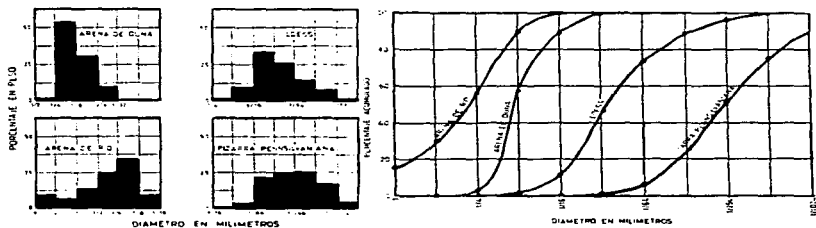


Fig III-3. Histogramas y curvas acumulativas de diferentes sedimentos.

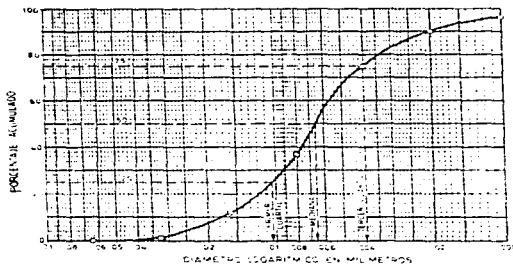


Fig III-4. Curva acumulativa de loess trazada en papel semilogarítmico, mostrando el método de lectura de la mediana y los cuartiles.

El coeficiente de clasificación  $S_0$ , es una medida de la extensión de la distribución, es decir, se define como el grado al cual se apartan los granos a ambos lados del promedio, tiene como ecuación la siguiente

$$S_0 = X_{25} / X_{75}$$

So tiende a uno mientras más cercanos estén entre sí los valores de los cuartiles. Las medidas de los cuartiles son análogas a las medidas de las cantidades de movimiento que se calculan a partir de los datos originales de porcentajes, o bien se leen en curvas acumulativas de tipos especiales. Los momentos están relacionados con el centro de gravedad de la curva de frecuencia de tamaño y tienen ciertas ventajas sobre los cuartiles en los estudios de las condiciones dinámicas del transporte del sedimento. Por la necesidad de una escala graduada geométrica, en los análisis de tamaño de la partícula, las medidas de momento se expresan por lo común en forma logarítmica. El diámetro promedio en el método logarítmico es la *phi media* y el grado de clasificación se expresa como la *desviación estándar*, utilizando las siguientes ecuaciones, fig III-5:

$$\text{phi mediana} = X_{50}$$

$$\text{phi media} = [X_{84} + X_{16}] / 2$$

$$\text{sigma phi, desviación estándar} = [X_{84} - X_{16}] / 2$$

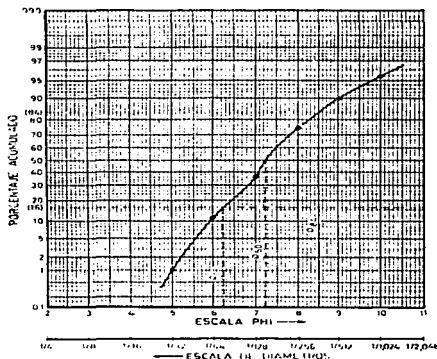


Fig III-5. Curva acumulativa de loess indicado en la fig III-4, dibujada en papel de probabilidad con escala phi.

### B) FORMA DE LA PARTÍCULA.

Es necesario utilizar diversos conceptos geométricos relacionados entre sí para describir el aspecto o forma geométrica de una partícula. Por un lado, se tienen los factores de forma

que dependen de las longitudes relativas de las intercepciones de la partícula y, por otro lado, la angulosidad o redondez de la misma.

La forma de la partícula, regula en parte su comportamiento durante el transporte y la deposición, mientras que la angulosidad o la redondez refleja la distancia y rigor de su recorrido.

### **B.1 ESFERICIDAD.**

Las relaciones mutuas de las intercepciones de la partícula se pueden expresar como la esfericidad de la misma. La medición de la superficie verdadera de una partícula irregular no es posible. Wadell (1933), propuso una definición práctica que se expresa en la forma siguiente:

**Esfericidad de operación = Volumen de la partícula / Volumen de la esfera circunscrita**

Esta fórmula ha sido muy utilizada en la mayoría de mediciones de esfericidad. El volumen de la partícula se mide por desplazamiento de agua y se expresa como el volumen de una esfera de diámetro nominal, como sigue:

$$V_p = \left[ \frac{\pi}{6} \right] d^3$$

La esfera circunscrita tendrá un diámetro igual al de la máxima intercepción  $a$ , a través de la partícula, siendo su volumen:

$$V_e = \left[ \frac{\pi}{6} \right] a^3$$

Sustituyendo y eliminando términos, queda:

$$\text{Esfericidad de operación} = d / a$$

La ecuación anterior demuestra que la esfericidad es la relación entre el diámetro nominal  $d$  y la intercepción máxima  $a$ .

Zingg (1935), observó que al trazar en una gráfica la relación de la intercepción media entre la máxima ( $b/a$ ) contra la relación de la intercepción corta entre la media ( $c/b$ ), puede clasificarse la partícula de acuerdo a su forma, fig. III-6.

Una partícula puede expresarse como un elipsoide de tres ejes respectivamente iguales a las intercepciones del guijarro  $a$ ,  $b$  y  $c$ . El volumen del elipsoide será:

$$V_{\text{elipsoide}} = \left[ \frac{\pi}{6} \right] abc$$

Este valor sustituirá al numerador y el denominador seguirá siendo el mismo, para obtener una expresión que relacione la esfericidad con las razones ( $b/a$ ) y ( $c/b$ ):

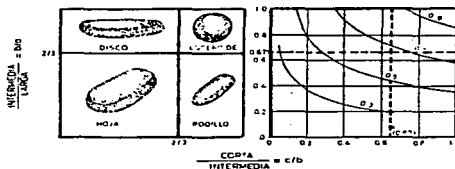
$$\text{Esfericidad de operación} = \left[ \frac{c}{6} abc \right] / \left[ \frac{c}{6} a^3 \right]$$

Si Intercepción corta = Intercepción máxima (c = a):

$$\text{Esfericidad de operación} = \left[ \frac{c}{6}(aba) \right] / \left[ \frac{c}{6}(a^3) \right] = b/a$$

Si Intercepción máxima = Intercepción media (a = b):

$$\text{Esfericidad de operación} = \left[ \frac{c}{6}(bbc) \right] / \left[ \frac{c}{6}(b^3) \right] = c/b$$



**Fig III-6.** Clasificación de Zingg de las formas de guijarros, basada en relaciones de intercepciones

El hecho de que las líneas de igual esfericidad de operación crucen la gráfica como curvas hiperbólicas, indica que existen partículas de apariencia diferente a la vista, que pueden tener el mismo valor numérico de esfericidad; por ejemplo, la curva de 0.5 abarca las clases de disco, hoja y rodillo.

La esfericidad tiene gran importancia en el comportamiento dinámico de las partículas, aquellas con igual esfericidad se comportan de manera similar en condiciones dadas, siempre y cuando sus diámetros nominales y densidades sean iguales; así, los guijarros de forma de disco y los de forma de rodillo, pueden ser estables en el mismo medio, como las playas.

Aún cuando no es posible la medición de la esfericidad verdadera, la cual expresa una relación entre las superficies de una partícula y su esfera correspondiente. Aschembrenner (1956), demostró que la verdadera esfericidad puede aproximarse utilizando como forma de referencia la de un tetraedecaedro (14 caras), en vez del elipsoide triaxial. El área de la

superficie de este cuerpo puede calcularse midiendo las intercepciones de la partícula. Este autor llegó a una grafica semejante a la de Zingg

En 1958, Sneed y Folk establecieron una esfericidad de proyección máxima, la cual se define como

$$\text{Esfericidad de proyección} = |c^2 / a b|$$

Las mediciones de esfericidad se pueden realizar en guijarros con suficiente tamaño para ser tomados individualmente. Para obtener las intercepciones de los granos de arena se cuenta con métodos microscópicos.

## B.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS DE ESFERICIDAD.

Los datos de la esfericidad se pueden expresar como una distribución de esfericidad, en un histograma y en una curva acumulativa. La curva acumulativa se traza en papel de probabilidad, donde la abscisa (esfericidad) no se transforma en logaritmos. Las líneas de 16, 50 y 84 % proporcionan los datos necesarios para obtener la esfericidad mediana, media y desviación estandar, fig III-7.

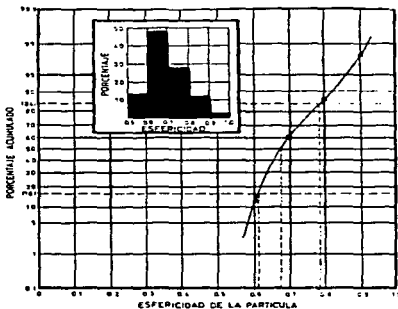


Fig III-7. Histograma y curva acumulativa de la distribución de la esfericidad.

Esfericidad mediana =  $X_{50}$ .

Esfericidad media =  $[X_{84} + X_{16}] / 2$ .

Desviación estandar =  $[X_{84} - X_{16}] / 2$ .

La Tabla III-2 muestra los datos con los cuales se construyeron el histograma y la curva acumulativa:

Tabla III-2. Valores de esfericidad.

PUNTO MEDIO DE LA CLASE	FRECUENCIA		
	f	f <sub>m</sub>	f <sub>m</sub> <sup>2</sup>
0.55	12	6.60	3.6300
0.65	48	31.20	20.2800
0.75	27	20.25	15.1875
0.85	11	9.38	7.9475
0.95	2	1.90	1.8050
	100	69.30	48.8500

**Cálculo de la esfericidad media y desviación estándar.**

**Método analítico:**

$$\begin{aligned} \text{Esfericidad media} &= f_m / 100 \\ &= 69.30 / 100 = 0.693 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Desviación estándar} &= \left[ (f_m^2 - [(f_m)^2/100] / 100) \right]^{0.5} \\ &= \left[ (48.85 - [69.30^2/100] / 100) \right]^{0.5} = 0.0908 \end{aligned}$$

**Método gráfico:**

$$\text{Esfericidad media} = X_{50} = 0.68$$

$$\text{Desviación estándar} = [X_{84} - X_{16}] / 2 = [0.78 - 0.62] / 2 = 0.085$$

La diferencia entre el valor obtenido graficamente y el calculado no es muy grande, pero indica que los resultados pueden diferir, por lo general el método matemático proporciona mejores estimaciones.

La esfericidad promedio de las partículas en los sedimentos clásticos cambia sistemáticamente en la dirección del transporte, debido a cambios de velocidad de la corriente, del grado de turbulencia y forma inicial de la partícula, generalmente la esfericidad aumenta con la distancia recorrida.

### C) REDONDEZ.

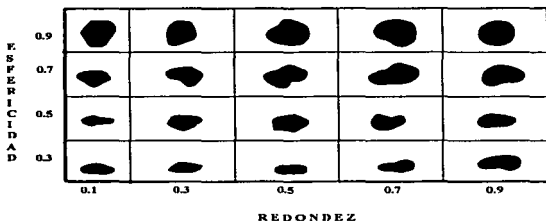
La redondez de las partículas se expresa en forma bidimensional, acomodando la partícula de tal forma que presente su superficie máxima de proyección. Los granos pueden ser fotografiados o dibujados para obtener imágenes que se medirán. Los radios de curvatura de



las esquinas y bordes se comparan con el radio del círculo máximo inscrito. Según Wadell (1932), la redondez se puede expresar como:

$$\text{REDONDEZ} = \frac{\text{RADIO MEDIO DE LAS ESQUINAS Y BORDES}}{\text{RADIO DEL CÍRCULO MÁXIMO INSCRITO}}$$

Cuando las esquinas y bordes son agudos, su radio medio es pequeño y por lo tanto la redondez disminuye, pero cuando el radio medio de las esquinas se acerca al del círculo inscrito, el valor de la redondez se acerca a 1.0. La figura III-8 muestra la combinación de la redondez y la esfericidad para granos de arena.



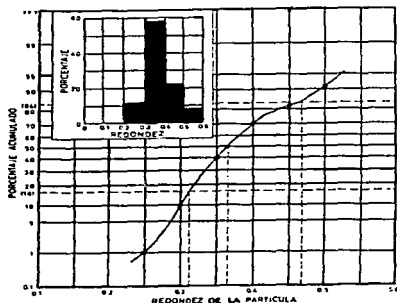
**Fig III-8.** Gráfica para la estimación visual de la redondez y esfericidad de los granos de arena.

La esfericidad se relaciona con la proporción entre el largo y el ancho de las imágenes, y la redondez se mide por la curvatura de los bordes de las figuras. Para los guijarros se emplean otras gráficas, ya que los guijarros de arena tienen menos proyecciones secundarias superficiales. Para un rápido análisis, se compara visualmente al microscopio una muestra de arena con las figuras de la gráfica.

Las estimaciones visuales de la esfericidad y de la redondez de la partícula varían cuando se realizan por diferentes observadores. A pesar de que las estimaciones de granos individuales puede variar significativamente, valores medios basados en 50 partículas o más tienden a ser similares, ya que los errores de estimación se compensan, a menos que exista una marcada tendencia errónea del observador.

### C.1 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS DE REDONDEZ.

Para estudios más detallados de la redondez, los datos pueden presentarse en clases para obtener su distribución en un histograma y una gráfica acumulativa de probabilidad para determinar la redondez media y su desviación estándar, fig. III-9.



**Fig III-9.** Histograma y curva acumulativa de la distribución de la redondez de los gujarros, mostrando los percentiles 16, 50 y 84 % en la gráfica de probabilidad acumulativa.

La Tabla III-3 muestra valores de redondez, utilizados también en la construcción del histograma para determinar la redondez media, así como la desviación estandar, utilizando el método analítico y gráfico se puede observar que existen ciertas diferencias en los valores.

**Tabla III-3.** Valores de redondez.

PUNTO MEDIO DE LA CLASE		FRECUENCIA	
$m_i$	$f_i$	$f_i m_i$	$f_i m_i^2$
0.25	12	3.0	0.7500
0.35	58	20.3	7.1050
0.45	22	9.9	4.4550
0.55	8	4.4	2.4200
	100	37.6	14.7300

### Cálculo de la redondez media y la desviación estándar.

#### Método analítico:

$$\begin{aligned}\text{Redondez media} &= [f \cdot m] / 100 \\ &= 37.6 / 100 = 0.376\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Desviación estándar} &= [ (fm^2 - [(fm)^2 / 100] ) / 100 ]^{0.5} \\ &= [ (14.73 - [(36.7)^2 / 100] ) / 100 ]^{0.5} = 0.0769\end{aligned}$$

#### Método gráfico:

$$\text{Redondez media} = X_{50} = 0.36$$

$$\begin{aligned}\text{Desviación estándar} &= (X_{84} - X_{16})/2 \\ &= (0.470 - 0.315)/2 = 0.0775\end{aligned}$$

La redondez del guijarro, si no ha sufrido resquebrajamiento considerable, aumenta en la dirección del transporte. Las partículas grandes y angulosas tienden a redondearse más rápido que la pequeñas. La rapidez del redondeamiento es función de la dureza de la partícula. La Tabla III-4 muestra la esfericidad y redondez medias de muestras escogidas, señalando los valores observados.

Tabla III-4. Esfericidad y redondez medias.

SEDIMENTO	ESFERICIDAD	REDONDEZ
Arena de duna reciente, Condado de Cook.	0.75	0.70
Arena de playa reciente, Condado de Cook.	0.83	0.64
Grava de playa, lago Sun.	0.64	0.61
Grava de corriente, Los Angeles, Cal.	0.71	0.34
Guijarros de limo.	0.72	0.54
Grava destavada glacial, Cary.	0.75	0.58
Arenisca de Pleasant view, del Pensilvánico, Colorado.	0.73	0.54

### D) TEXTURA SUPERFICIAL DE LAS PARTÍCULAS.

La textura superficial (rugosidad de la superficie) de una partícula sedimentaria es el conjunto de rasgos de su superficie, los cuales reflejan la historia abrasiva (estrias en

guijarros acarreados por el hielo) o cambios después de su depositación (disolución incipiente con posterioridad al depósito).

La textura superficial es difícil de medir con métodos simples. Porter (1962), a través del microscopio electrónico, reconoció cinco grupos de textura superficial:

- Desgastada por abrasión (fragmentada).
- Lobada (apariciencia de cantos rodados).
- Corroída (desprendimiento de material por disolución).
- Lisa (sin pronunciadas marcas).
- Facetada (con planos de cristal).

## **E) ORIENTACIÓN DE LAS PARTÍCULAS Y TRAMA SEDIMENTARIA.**

Bajo ciertas condiciones de depósito las partículas asumen una orientación definida en el instante de permanecer en depósito. Guijarros arrastrados por la corriente pueden quedar separados por otros. Los cantos en areniscas de origen glacial muestran sus medidas mayores orientadas en dirección del movimiento del hielo, gujarros con forma de rollo que se encuentran en playas tienden a alinearse con sus dimensiones mayores paralelas a la corriente.

La trama sedimentaria representa la orientación de los agregados de partículas en un depósito determinado, es importante, ya que controla algunos atributos del sedimento; por ejemplo, el espacio ocupado por los poros. Si las partículas se encuentran sistemáticamente empacadas, el espacio ocupado por los poros es menor que cuando están acomodadas al azar.

La trama sedimentaria es una respuesta de las partículas a la dinámica de las condiciones sedimentarias y se modifica por la forma de las partículas, que aseguran una tendencia a orientarse.

La estimación cuantitativa de la orientación de las partículas se reduce a los gujarros y granos grandes de arena, debido a las dificultades para medir la orientación de partículas muy pequeñas. Actualmente existe un procedimiento fotométrico que toma la orientación media de los granos en una sección delgada. Un axiómetro permite hacer la localización y determinación de los ejes de los gujarros.

### **E.1 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS DE ORIENTACIÓN.**

Los datos de orientación de las partículas también se pueden presentar en un histograma. La Tabla III-5 muestra los datos de gujarros de limo de derrubios de origen glacial, a partir de los cuales se construirá un histograma, en forma de medio cilindro, en un intervalo de 180 grados, fig III-10.

### Cálculo de la orientación media y desviación estándar.

#### Método analítico:

$$\text{Orientación media} = f m / 100$$

$$= 8280/100$$

$$= 82.80^\circ \text{ ( N } 82.80^\circ \text{ E)}$$

$$\text{Desviación estándar} = [ (f m^2 - [(f m)^2/100] ) / 100 ]^{0.5}$$

$$= [ (848000 - [(8280)^2/100] ) / 100 ]^{0.5}$$

$$= 40.30^\circ$$

#### Método gráfico:

$$\text{Orientación media} = X_{50}$$

$$= 85^\circ \text{ ( N } 85^\circ \text{ E)}$$

Tabla III-5. *Valores de orientación*

Intervalo de frecuencias	f	f m	f m <sup>2</sup>
160	5	800	128000
140	10	1400	196000
120	12	1440	172800
100	13	1300	130000
80	23	1840	147200
60	14	840	50400
40	13	520	20800
20	7	140	2800
00*	3	000	0000
	100	8280	848000

\* 0° a partir del norte.

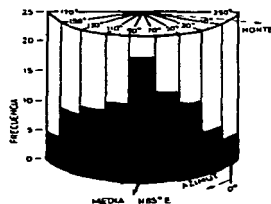


Fig III-10. *Histograma de la orientación de los ejes largos en guijarros de limo de derrubios de origen glacial.*

Como ya se ha mencionado, los resultados obtenidos a partir de métodos gráficos o matemáticos generalmente difieren. Para un análisis más riguroso es necesario utilizar métodos vectoriales.

La orientación de las partículas, principalmente en arenas petrolíferas tiene un efecto importante en el flujo preferente de fluidos a través del cuerpo de arena. La orientación de los granos paralelamente a la estratigrafía da como resultado que la permeabilidad en dirección paralela a los planos de estratificación sea mayor que en dirección transversal (la permeabilidad horizontal generalmente es mayor que la vertical).

La orientación de las partículas, depende parcialmente de la esfericidad de las mismas. Las esferas perfectas no tienen orientación alguna, mientras que los granos alargados, con grandes diferencias en sus medidas, muestran una mejor orientación.

## **F) COMPOSICIÓN.**

La composición de las rocas sedimentarias se expresa en términos mineralógicos o químicos.

Es la composición la tercera propiedad importante de los sedimentos y, junto con la textura y la estructura, forma las características de agregación de las rocas.

La composición proporciona una base importante para agrupar a los sedimentos en clases relacionadas entre sí. Las clasificaciones sedimentarias consideran comúnmente en primer término la composición, al dar nombre a una roca y en segundo término a la estructura.

Algunas rocas sedimentarias presentan gran uniformidad en su composición mineralógica, pero lo más común es que los sedimentos sean mezclas de varios minerales y algunos, como la tierra vegetal de origen glacial, poseen una gran variedad de minerales y fragmentos de roca.

Se han identificado en las rocas sedimentarias más de 150 especies de minerales. La mayor parte de ellas son relativamente raras y dependen de la inclusión accidental de minerales de las rocas que les dieron origen, con residuos alterados. El grueso de las rocas sedimentarias está compuesto, en un 99 %, de alrededor de 20 minerales, según Kryniene (1948), Tabla III-6 y fig. III-11.

## ***TEXTURA DE LAS ROCAS CARBONATADAS.***

En los sedimentos no clásticos, la redondez de las partículas es función en parte, del desgaste. Algunos elementos de estas rocas pueden haberse formado en el estado redondeado como en el caso de las oolitas o esferillas, otras como las calizas fuertemente fosilíferas, pueden tener fragmentos de fósiles redondeados, indicio de que han sufrido cierto transporte antes de su deposición definitiva.

Tabla III-6. *Minerales comunes de los sedimentos.*

FORMAS MAS DEL 10% DE LA ROCA.	SU PROPORCIÓN ES MENOR DEL 10% DE LA ROCA	FORMAS MENOS DEL 1% DE LA ROCA (MINERALES ACCESORIOS).
<b>MINERALES DETRÍTICOS:</b>		
Cuarzo	Federal detritico	"Minerales de hierro"
Minerales arcillosos	Micas de grano grueso	Zircón
Micas de grano fino	Feldespatos	Turmalina
		Epidota
		Granate
		Hornblenda
<b>MINERALES QUÍMICOS Y AUTIGÉNICOS.</b>		
Calcita	Federal	Anatasa
Dolomita	Cuarzo "secundario"	Feldespato y mica autigénicos.
	Yeso	

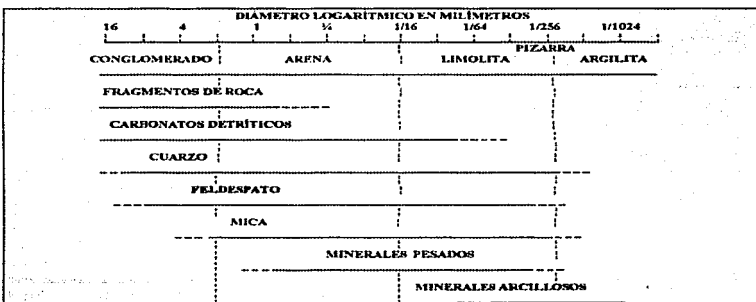


Fig III-11. *Límites de tamaño de las partículas detríticas en los sedimentos clásticos.*

La textura de las rocas no clásticas, principalmente la de carbonatos (caliza o dolomía) han sido estudiadas con la exploración de arrecifes y otros tipos de rocas porosas carbonatadas.

El tamaño de los cristales de las rocas carbonatadas se expresa en términos de los límites de grado de la escala de Wentworth. La Tabla III-7 presenta una analogía en términos texturales de las rocas clásticas (grava, arena, limo y arcilla) con las rocas carbonatadas.

**Tabla III- 7. Agrupamiento de las rocas carbonatadas por su textura.**

TAMAÑO DE GRANOS (mm)	TIPO DE TEXTURA	TIPO DE CALIZA
> 2 [Grueno]	Calcareolita	Caliza crinoidal y Congolada
2 a 1/16 [medio]	Calcarenita	Caliza oolítica y Foraminífera
< 1/16 [fino]	Calcsitita	Caliza

Las texturas mostradas en la tabla anterior son demasiado generales para identificar una roca carbonatada específica. Folk (1959) y Wolf (1960) propusieron clasificaciones basadas en la naturaleza y cantidad de componentes de grano más grueso contrastando con la matriz de grano más fino, siendo los componentes de mayor tamaño los granos llamados aloquímicos. Folk menciona cuatro constituyentes aloquímicos principales:

- **Intraclastos:** fragmentos de carbonatos, poco consolidados, erosionados y depositados.
- **Eserillas:** son agregados de material calcáreo fino, con forma redonda.
- **Oolitas:** son cuerpos esféricos o elípticos con estructura interna radial o concéntrica.
- **Fósiles o fragmentos de los mismos:** contienen los componentes de granos más gruesos.

Folk también reconoce, dos clases de material intersticial: la **micrita** y la **espatita**.

Algunas calizas están compuestas casi en su totalidad por conchas desgastadas o rotas, formando columnares de crinoides o rombos de dolomita del tamaño de granos de arena, bien estratificadas. Estas "Calizas clásicas" son más comunes e indican transporte y clasificación de los restos orgánicos o partículas químicas precipitadas después del depósito.



### **III.2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS (PROPIEDADES DE LOS AGREGADOS SEDIMENTARIOS).**

La asociación de las partículas en agregados origina ciertas propiedades de masa. A continuación se mencionan y definen las propiedades más importantes.

**COHESIÓN.** Propiedad de pegarse o adherirse entre si por efecto de las fuerzas superficiales. Los sedimentos no consolidados de grano fino ( $< 0.001$  mm) la poseen.

**COLOR.** Es el matiz que en conjunto presenta un sedimento, debido a la combinación del color de los granos de la capa superficial de la matriz y del cementante.

**COMPRESIBILIDAD.** Disminución del volumen, bajo una carga, expresada generalmente como una disminución de la porosidad; se presenta con más frecuencia en los sedimentos no consolidados.

**CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.** Es una medida de la facilidad con que pasa el calor a través de las rocas, se expresa en cal/seg- grado y es de aproximadamente 0.005.

\* **DENSIDAD.** Es la masa por unidad de volumen en conjunto, de una roca. Los valores van desde 2.1 gr/cc, para areniscas, 2.3 para pizarras hasta 2.4 para calizas.

**ELASTICIDAD.** Es la capacidad de un cuerpo deformado para recuperar su forma y tamaño originales. Es importante en la regulación de la velocidad de las ondas sísmicas en prospección geofísica.

\* **EMPAQUE.** Es la medida de las relaciones mutuas de espacio que hay entre los granos de la roca. Medida del grado en que los granos se encuentran en contacto o entrelazados.

\* **IMPEDANCIA ACÚSTICA.** La impedancia acústica se define como el producto de la velocidad de las ondas del sonido por la densidad del cuerpo por el cual se transmiten, se expresa en  $10^5$  gr/cm<sup>2</sup>-s.

\* **POROSIDAD.** Es una medida del volumen poroso de la roca, expresada en porcentaje.

\* **PERMEABILIDAD.** Es una medida de la facilidad con la que fluyen los fluidos a través de las rocas.

\* **RADIATIVIDAD.** Es una medida de la emisión aleatoria de partículas alfa, beta o gamma de los isótopos radiactivos contenidos en los minerales y sustancias que forman las rocas. En los sedimentos, esta propiedad se expresa en unidades que equivalen a  $10^{-12}$  gr de Ra / gr de roca. 4.1 para las areniscas, 4.00 para la caliza, 11.3 para la pizarra gris y 22.4 para la pizarra gris oscura a negra.

\***RESISTIVIDAD**. Es una medida de la resistencia al paso de la corriente eléctrica. Es función de la naturaleza del sedimento y del contenido de fluidos en sus poros (saturación). La resistividad relativa de las rocas sedimentarias atravesadas por un pozo se obtiene en la curva lateral de un registro eléctrico.

\***SATURACIÓN**. Es la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido, también expresada en porcentaje.

\***SUSCEPTIBILIDAD MAGNÉTICA**. Es la medida de las propiedades magnéticas de las rocas. En los sedimentos es función de la cantidad de magnetita presente.

\* Para los propósitos de esta tesis solo se detallarán las propiedades marcadas con asterisco.

### III.2.1 DENSIDAD.

La densidad total de un depósito sedimentario es el espacio por unidad de volumen, afectando la velocidad de tránsito de las ondas sísmicas a través de él.

La densidad total está controlada por la densidad de las partículas minerales y la cantidad de espacios, los cuales también se ven afectados por la porosidad, empaque y cuantitativamente por la composición.

La tabla III-8 muestra algunas densidades de minerales sedimentarios comunes.

Tabla III-8. Valores de densidad.

DENSIDAD [gr/cm <sup>3</sup> ]	MINERAL
2.16	Halita
2.57	Ortoclasa
2.65	Cuarzo
2.71	Calcita
2.87	Dolomita
> 2.90	Minerales pesados
5.18	Magnetita

La densidad total de las mezclas de sedimentos turbidíticos puede ser aproximadamente 1.05 gr/cc, mientras que la de los sedimentos finos depositados recientemente (lodos) del Lago Maracaibo, Venezuela, está en un rango de 1.23 a 1.45 gr/cc. Dentro de un área la densidad del lodo medida en la cima es de 1.3, pero a una profundidad de 5 metros se ha incrementado a 1.45 gr/cc, después por compactación la densidad del sedimento llega a 2.0 gr/cc o más. La figura III-12, muestra la relación entre la porosidad y la densidad total.

### III.2.2 EMPAQUE.

El empaque es una propiedad que se encuentra ligada estrechamente con la fábrica, por lo tanto se procederá primero a establecer esta relación.

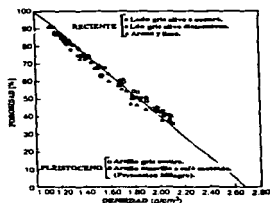


Fig III-12. Gráfica de porosidad vs densidad total del sedimento de las edades del Reciente y Pleistoceno del Lago Maracaibo, Venezuela. (R. Sarmiento & R. Kirby).

El término fábrica se refiere al arreglo de los componentes (partículas o cristales) del depósito en términos de orientación, empaque y clasificación.

**Orientación.** Como ya se ha visto, la orientación se refiere a la posición de las dimensiones mayores o ejes en el espacio. La mayoría de las fábricas se crean durante la deposición, algunas son completamente aleatorias o isotrópicas, otras presentan una orientación preferente, es decir, sus ejes presentan paralelismo distinto, la figura III-13, muestra este paralelismo.



Fig III-13. Esquema que muestra la orientación de las gravas en diferentes ambientes.

Otro elemento importante de fábrica es el empaque o espacio de los componentes de las partículas en el depósito sedimentario.

El empaque ejerce una gran influencia sobre la porosidad y la permeabilidad. Utilizando esferas como partículas ideales se pueden distinguir dos arreglos: el cúbico y el romboedral, los cuales se ilustran en la figura III-14, aunque esta situación en la naturaleza rara vez ocurre. Graton y Fraser (1935), mostraron que teóricamente existen seis posibles geometrías de empaque para esferas de tamaño uniforme. Modelos más realistas son obtenidos cuando el análisis está basado en partículas no esféricas, los esferoides se aproximan más a los granos reales.



**Fig III-14.** Diagrama que ilustra el empaquetamiento cúbico con una porosidad aproximada de 47.64 % y el romboedral con porosidad de 26.9 %.

El grado de empaque puede definirse como las relaciones espaciales existente entre los granos de un sedimento. En 1956, Kahn estableció dos definiciones prácticas para medir el empaque:

- 1) Proximidad del empaque, que es el porcentaje total de contacto entre granos a lo largo de una línea media sobre una sección delgada.
- 2) Densidad del empaque, definida como la longitud acumulada de intersecciones de los granos a lo largo de una línea sobre una sección delgada.

En consecuencia, la proximidad del empaque es una medida estimada del número de granos que están en contacto, mientras mayor sea, mayor será el grado de empaque. La densidad del empaque es una medida del grado en que los granos ocupan el volumen total de la roca.

### III.2.3 IMPEDANCIA ACÚSTICA.

La impedancia acústica ya definida, es un factor importante para determinar como las ondas se comportan al pasar a través de los cuerpos sólidos. La velocidad del sonido es función de la densidad y rigidez de los sólidos. Las cuarzoareniscas tienen una porosidad similar a la de las areniscas bien cementadas; sin embargo, las ondas del sonido pasan más rápidamente a través de las areniscas bien cementadas debido a los firmes contactos entre las partículas. Los agregados sedimentarios transmiten las ondas del sonido a diferentes velocidades.

Las rocas sedimentarias pueden reflejar las ondas del sonido teniendo superficies de contrastes de impedancia acústica conocidas como interfases de reflexión, siendo éstas la base para los perfiles de reflexión sísmica utilizados en estratigrafía sísmica.

La figura III-15 muestra la impedancia acústica contra la porosidad de los sedimentos modernos del Lago Maracaibo, en Venezuela.

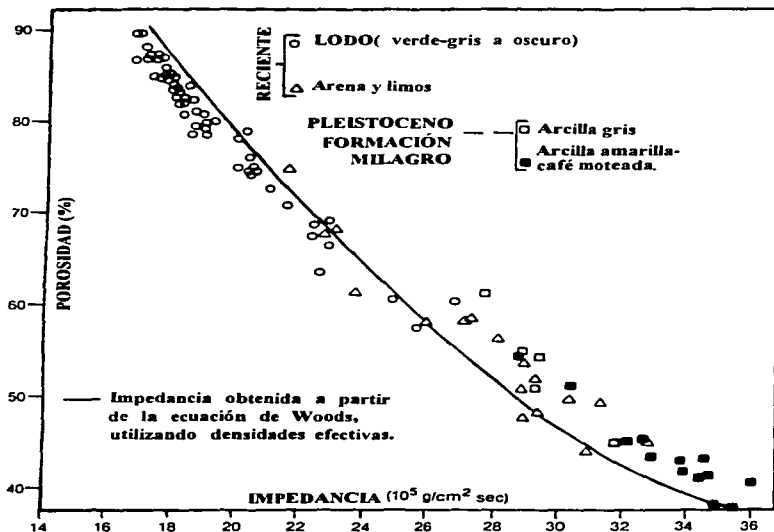


Fig III-15. Gráfica de porosidad contra impedancia acústica de los sedimentos de la edades del Reciente y Pleistoceno del Lago Maracaibo (R. Sarmiento & R. Kirby, 1962).

### III.2.4 POROSIDAD.

La porosidad es el porcentaje de volumen de poros de una roca. La porosidad total es el porcentaje total del volumen de huecos, mientras que la porosidad efectiva es el porcentaje

de los huecos comunicados. Para el estudio de yacimientos petroleros, es muy importante hacer esta distinción, ya que el volumen de poros comunicados es el que rige la recuperación del petróleo. Los sedimentos no consolidados tienen valores similares para la porosidad total y la efectiva, pero los consolidados pueden tener grandes diferencias, dependiendo del grado en que hayan sido sellados los poros por el cementante.

La porosidad de las rocas sedimentarias puede medirse de diferentes modos. Un método común consiste en la extracción del aire de los poros mediante vacío y midiendo el volumen del aire desplazado a presión atmosférica. La porosidad se determina a partir del volumen del aire y el volumen conocido de la muestra. La ecuación de la porosidad se establece como:

$$\text{Porosidad} = [(V_r - V_p)/V_r] \cdot 100$$

Donde:

$V_r$  - Volumen de roca.

$V_p$  - Volumen de poros.

La porosidad es función de la uniformidad del tamaño y forma de las partículas, así como de la condición del empacamiento. Mientras más suelto esté el empacamiento por la orientación aleatoria de las partículas, mayor será el espacio poroso. Los sedimentos mal clasificados son menos porosos que aquellos que lo están bien.

Teóricamente, la porosidad es independiente del tamaño de grano, si se trata de esferas. Las partículas de forma similar, con cierto empaque y grado de clasificación, deben presentar la misma porosidad, independientemente del tamaño medio del grano. En la práctica se pueden encontrar sedimentos de grano fino, con porosidades mayores que aquellos con granos gruesos, pero esto está en función del empacamiento y de la orientación de las partículas. El diagrama de la figura III-14, muestra dos tipos de empacamiento.

## MORFOLOGÍA DE LOS POROS.

Algunos estudios petrofísicos de yacimientos necesitan descripciones detalladas de la cantidad, tipo y génesis de la porosidad.

Los poros pueden ser estudiados por diferentes métodos, como los que examinan superficialmente muestras de mano o la esteroscopia microscópica de secciones delgadas. Otra técnica efectiva consiste en impregnar la roca con alguna resina plástica y posteriormente disolverla; los residuos no solo darán el tamaño y forma de los poros, sino también el de las gargantas con las cuales están conectados. La tabla III-9 muestra una clasificación de la porosidad.

### I. POROSIDAD PRIMARIA.

Este tipo de porosidad se originó inmediatamente después de la depositación, tiene dos tipos principales:

**Tabla III-9. Clasificación de la porosidad.**

<b>POROSIDAD</b>	<b>TIPO</b>	<b>ORIGEN</b>
<b>I. Primaria o depositacional</b>	<b>a) Intergranular o interpartícula.</b>	<b>Sedimentario.</b>
	<b>b) Intragranular o intrapartícula.</b>	<b>Sedimentario.</b>
<b>II. Secundaria o postdepositacional</b>	<b>a) Inter cristalina.</b>	<b>Cementación.</b>
	<b>b) Fenestral.</b>	<b>Cementación.</b>
	<b>c) Móldica.</b>	<b>Solución.</b>
	<b>d) Vesicular.</b>	<b>Solución.</b>
	<b>e) Por fracturas.</b>	<b>Movimientos tectónicos, Compactación.</b>

**a) POROSIDAD INTERGRANULAR O INTERPARTÍCULA.**

Ocurre en los espacios entre los granos que forman el armazón del sedimento. Este tipo de porosidad se presenta en casi todas las rocas sedimentarias y es reducida progresivamente por la diagénesis en muchos casos, pero predomina en las areniscas.

**b) POROSIDAD INTRAGRANULAR O INTRAPARTÍCULA.**

Este tipo de porosidad se presenta en arenas carbonatadas, principalmente las de origen esquelético. La porosidad primaria puede presentarse dentro de los granos detriticos (en las cavidades de los moluscos, amonitas, corales y otros microfósiles).

Es frecuentemente reducida poco después de la depositación, por infiltración de matriz, inestabilidad química de los granos y diagénesis, fig III-16.

**II. POROSIDAD SECUNDARIA.**

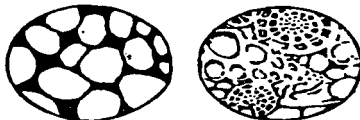
La porosidad secundaria se forma después de la depositación, es más compleja en morfología y génesis que la primaria, se han reconocido los siguientes tipos:

**a) POROSIDAD INTERCRISTALINA.**

Ocurre entre cristales individuales de las rocas cristalinas. Es típica de las rocas ígneas, metamórficas y algunas evaporitas. Los poros de las rocas cristalinas son esencialmente cavidades planas que se intersectan oblicuamente una con otra en sus límites o gargantas.

#### b) POROSIDAD FENESTRAL.

Esta porosidad es típica de los carbonatos, también ocurre en arenas carbonatadas fragmentadas, caracteriza a los lodos pelletoidales, algas laminadas y lodos homogéneos de lagoon y origen intertidal. La litificación y generación de gas bioquímico puede causar laminaciones y generar poros subhorizontales fenestrales. La formación de poros redondos "ojo de pájaro" puede ser atribuida a la generación de gas y los poros elongados a la desintegración de la materia orgánica.



**Fig III-16.** Secciones delgadas que ilustran la porosidad intergranular comúnmente encontrada en areniscas y la porosidad intragranular típica de las arenas esqueléticas.

#### c) POROSIDAD MÓLDICA.

Se forma después de la porosidad fenestral, los moldes son poros formados por disolución de granos deposicionales primarios, después de la cementación. Los moldes son fábricas selectas, ya que la solución está confinada a partículas individuales que no cortaron transversalmente al cementante, matriz o armazón. En rocas oomóldicas los poros serán subsféricos y de tamaño similar, mientras que en rocas bimóldicas, los poros tendrán mayor variación en forma y tamaño, después pequeñas aberturas y poros planos curvados.

#### d) POROSIDAD VESICULAR.

Las vesículas son poros formados por disolución típica de los carbonatos, difieren de los moldes por sus cortes transversales de la fábrica deposicional primaria de la roca, tienden a ser más largas que los moldes, con frecuencia alineadas por sus propios cristales.

#### e) POROSIDAD POR FRACTURAS.

Este tipo de porosidad está formado por fracturas, ocurre en diversos tipos de rocas. El fracturamiento en el sentido de la laminación deposicional puede ser penecontemporáneo a la sedimentación.



Las fracturas con frecuencia toman formas de microfallas causadas por el hundimiento, resbalamiento y compactación. En los sedimentos plásticos son instantáneamente sellados, pero en rocas quebradizas pueden permanecer abiertas después de su formación.

Este tipo de porosidad es característico de las rocas fuertemente litificadas.

### TIPOS DE POROS EN LOS CARBONATOS.

Los carbonatos difieren de las areniscas por ser solubles y quebradizos. Debido a su solubilidad frecuentemente tienen cavidades llamadas canales o vesículas. Por ser quebradizos se fracturan, así los carbonatos pueden tener porosidad secundaria que puede ser mayor que la primaria. Las fracturas pueden contribuir poco con la porosidad pero incrementan bastante la permeabilidad. El comportamiento de los fluidos en carbonatos con solo porosidad primaria es parecido al que existe en las areniscas pero en carbonatos fracturados es totalmente diferente.

Como se vió, los poros en los carbonatos básicamente son parecidos a los de las arenas. Choquette y Pray, clasificaron los poros de los carbonatos en 15 tipos; de los cuales solo algunos son importantes como se muestra en la fig. III-17.

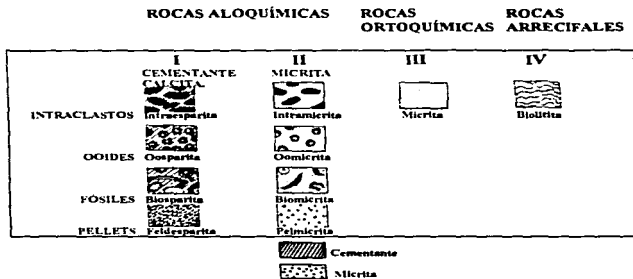


Fig III-17. Clasificación de los tipos de poros en los carbonatos.

Es importante resaltar que la mayoría de las rocas sedimentarias contienen más de un tipo de poro, siendo muy importante la combinación de fracturas abiertas con otro tipo de poro. La fig. III-18 muestra la relación entre el tipo de poro y petrofísica.

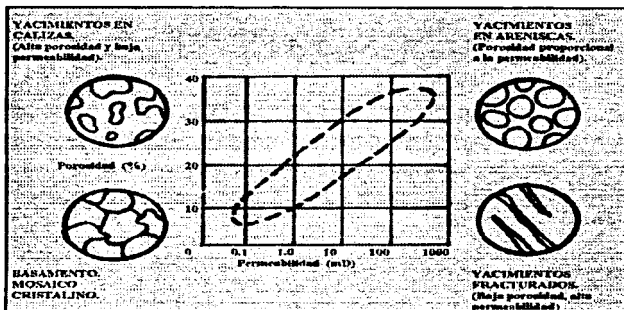


Fig III-18. Gráfica que muestra la relación entre el tipo de poro y petrofísica encontrada comúnmente en areniscas. La porosidad se grafica en escala normal y la permeabilidad en escala logarítmica.

### III.2.5 PERMEABILIDAD.

Una de las propiedades más importantes de un sedimento es la permeabilidad, la cual regula la facilidad relativa de flujo a través de un medio poroso. A diferencia de la porosidad, la permeabilidad está muy influenciada por el tamaño de la partícula; por ejemplo, la grava gruesa tiene grandes aberturas entre las guijas, que permiten el libre paso a los fluidos. A medida que las partículas se hacen más pequeñas, los poros también disminuyen en tamaño y se requiere de una fuerza mayor o un tiempo mayor para mover un volumen de fluido a través del sedimento.

En la producción de petróleo, la porosidad efectiva es la que determina la cantidad de petróleo que puede ceder una roca almacén por unidad de volumen, pero es la permeabilidad la que determina la rapidez de extracción.

La permeabilidad puede cuantificarse por diferentes métodos, uno de ellos consiste en hacer pasar un gas o un líquido a través de una muestra, bajo una diferencia de presión conocida. La permeabilidad será de un darcy cuando  $1 \text{ cm}^3$  de fluido con densidad unitaria atraviese  $1 \text{ cm}^2$  de superficie rocosa en un segundo y bajo un gradiente de presión de  $1 \text{ atm} / \text{cm}$ .

La siguiente ecuación fue derivada por Darcy al analizar el flujo de agua a través de un medio poroso.

$$Q = kA \frac{(P_2 - P_1)}{\mu L}$$

Donde:

**Q** - Es el gasto del fluido transmitido [cc/seg].

**K**- Es el coeficiente de permeabilidad (relación con el tamaño forma y poros interconectados) [D].

**A** - Es el área de la sección transversal del medio poroso [cm<sup>2</sup>].

**L** - Es la longitud a la cual existe una presión diferencial [cm].

**P<sub>2</sub> - P<sub>1</sub>** - Es la diferencia de presión [atm].

**μ** - Es la viscosidad del fluido [cp].

La permeabilidad se ve influenciada por el tamaño de la partícula y su grado de clasificación, forma de la partícula, trama y estado de empaque.

i) Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad.

La permeabilidad por el contrario a la porosidad; se incrementa con el tamaño de grano debido a que en sedimentos finos las gargantas entre los poros son más pequeñas y las fuerzas capilares de las paredes sobre los fluidos inhiben al flujo, esta relación se encuentra tanto en arenas sin consolidar como en las litificadas.

ii) Efectos de la clasificación sobre la permeabilidad.

En arenas bien clasificadas existe una alta proporción de granos detríticos en la matriz, por otro lado, en arenas con pobre clasificación hay una baja proporción de éstos granos. Los granos más finos de la matriz que pasan a través de las gargantas y poros inhiben la porosidad y permeabilidad.

Pryor (1973), realizó estudios en arenas modernas de diferentes ambientes, arenas de río, de playa y de dunas, mostrando que las dos últimas fueron anómalas al incrementar su permeabilidad con disminución en su clasificación. La fig III-19 resume las relaciones entre porosidad y permeabilidad, tamaño y clasificación para arenas no consolidadas.

iii) Efecto de la forma de la partícula sobre la permeabilidad.

Fraser (1935), concluyó que los sedimentos compuestos por granos esféricos tienen menor porosidad que aquellos menos esféricos, debido a que el espacio entre los granos más geométricos son rellenados. La heterogeneidad de la fábrica disminuye la permeabilidad al incrementar la tortuosidad del sistema poroso.

iv) Efecto del empaque sobre la permeabilidad.

Porosidad y permeabilidad varían con cambios en el empaque. Si el empaque permanece intacto, el tamaño entre las formas idénticas de las partículas no modifican la porosidad, pero sí afectan la permeabilidad ya que los tamaños de las conexiones entre los poros adyacentes pueden cambiar.

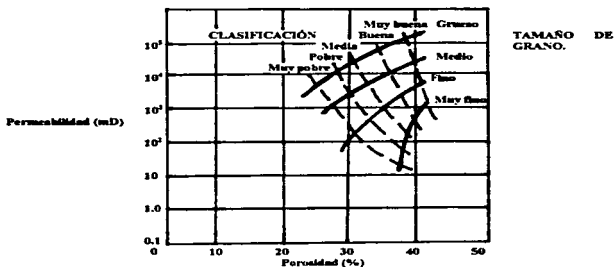
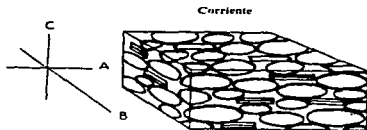


Fig III-19. Gráfica que muestra las relaciones entre petrofísica y textura del sedimento en arenas libres de arcilla sin consolidar.

v) Efecto de la orientación sobre la permeabilidad.

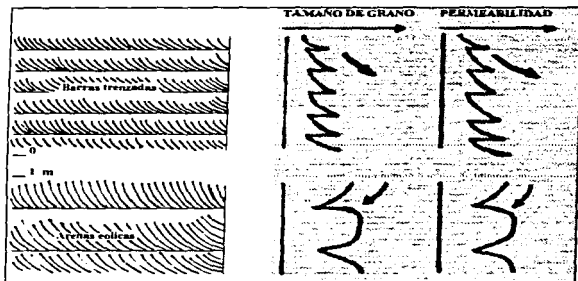
Potter y Pettijohn (1977), propusieron un resumen detallado de la relación entre la orientación del grano y la dirección de la corriente, mostrando que en lechos de arena, los granos elongados son paralelos con la dirección de la corriente, cuyos ejes axiales coinciden con la máxima permeabilidad. Pocos sedimentos se acercan a la forma esférica, tal vez las arenas oolíticas son las que más se aproximan. Muchos granos de cuarzo son elongados, mientras los de micas son planos; las arcillas, bioclastos y restos de plantas también ocurren así.

Cuando un sedimento es depositado, los granos se asientan paralelos a la horizontal, contribuyendo a la formación de láminas. Estas láminas y hojuelas inhiben la permeabilidad vertical. En el plano horizontal la permeabilidad será mayor y se incrementará a lo largo de los ejes de los granos, coincidiendo esta permeabilidad con la paleocorriente, fig III-20. Esta relación ha sido encontrada en lechos planos de arena en depósitos fluviales y turbidíticos. Los granos en las playas están alineados perpendicularmente a la línea de costa.



**Fig III-20.** Bloque de sedimentos en lechos planos que muestran la fábrica y la orientación de los granos con la corriente.

En los lechos cruzados, la relación entre la fábrica y la permeabilidad es más compleja. Las variaciones en el tamaño de grano ejercen gran influencia en la orientación de los mismos. Así, en las barras trenzadas, el tamaño de grano y la permeabilidad se incrementarán hacia abajo. En arenas eólicas con frecuencia ocurre lo contrario, fig III-21.



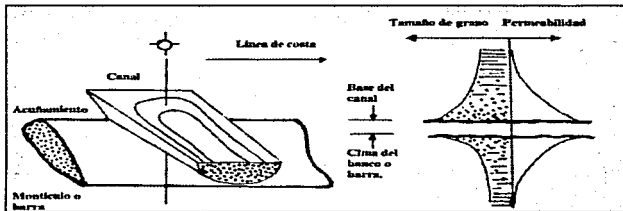
**Fig III-21.** Lechos cruzados mostrando las variaciones de tamaño de grano y permeabilidad.

Las variaciones de la permeabilidad en sentido vertical no son muy significativas en lechos cruzados delgados, pero sí lo son cuando tienen varios metros de espesor.

Pryor (1973) y Weber (1982), trataron la variación en lechos cruzados en tres dimensiones, concluyendo que la permeabilidad es mayor en la parte más profunda y central de los lechos cruzados, debido a la variación del tamaño de grano y a las barreras impermeables limitantes, definidas comúnmente por lutitas laminadas.

A gran escala estas tendencias pueden originar significativas variaciones verticales en diferentes cuerpos arenosos. Un canal muestra verticalmente una declinación en el tamaño de grano, lo cual puede ocasionar una disminución en la permeabilidad vertical; sin embargo,

en bancos y montículos de arena, es común encontrar perfiles de tamaño de grano, con granos gruesos hacia arriba, incrementando la permeabilidad en esta dirección. Lo anterior se muestra en la fig. III-22.



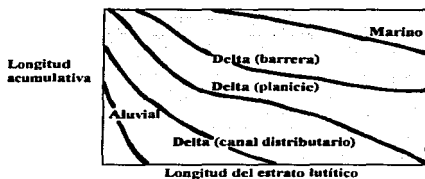
**Fig III-22.** Diagrama que muestra las variaciones en la permeabilidad en cuerpos arenosos. En escala regional los canales tenderán a trenzarse paleopendiente abajo mientras que los bancos y barras son paralelos a ella.

Muchos depósitos sedimentarios tienen variaciones regionales y complejas de permeabilidad. Estas variaciones son económicamente importantes.

Se ha puesto considerable interés a la continuidad de las arenas en diferentes ambientes. Existen métodos matemáticos para cuantificar la relación entre la continuidad y permeabilidad de las arenas.

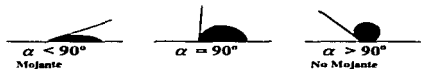
Pryor y Fulton (1976), señalaron el índice de continuidad lateral **ICL** y el índice de continuidad vertical **ICV** como parámetros significativos de los depósitos sedimentarios. Para calcular el **ICL** de una serie de secciones cruzadas, son medidas las continuidades máximas y mínimas entre la longitud de la sección. El **ICV** es calculado midiendo los espesores del agregado arenoso en diferentes sitios y dividiendo entre el espesor total de arena. En un estudio de las arenas del Holoceno del Río Grande, Pryor y Fulton (1976) encontraron amplios rangos de continuidad cuando compararon depósitos fluviales, fluvio-marinos y deltaicos. Weber (1982), aproximó este problema en dirección contraria, recopilando datos de continuidad en lutitas de varios ambientes, fig. III-23.

Otro factor importante que afecta a la permeabilidad es el número de fluidos presentes en el medio poroso; por ejemplo, es común la presencia de aceite, gas y agua. La ecuación simple de Darcy se refiere solo a un fluido, cuando están presentes otros, los valores para la permeabilidad dependen de las interacciones entre ellos y el material rocoso.



**Fig III-23.** Gráfica de la longitud de estratos de lutitas y barreras impermeables contra una longitud acumulativa. Esta gráfica muestra que los estratos de lutitas y barreras impermeables se incrementan en continuidad desde los depósitos no marinos a los marinos, sin embargo, para los depósitos deltaicos existen.

La mojabilidad es otro factor significativo relacionado con la permeabilidad. Un fluido que se adhiere a la superficie rocosa y forma una fina película con bajo ángulo de contacto con la roca es un fluido mojante. Si el fluido es no mojante formará gotas con un ángulo de contacto mayor, fig. III-24. Los valores de permeabilidad para los fluidos no mojantes son mayores debido a que mantienen una superficie de contacto menor, originando que sean más móviles que los fluidos mojantes.



**Fig III-24.** Esquema que muestra el ángulo de contacto entre un fluido y la superficie rocosa.

En las areniscas, el agua es el fluido mojante y el aceite el no mojante, en muchas calizas sucede lo contrario. La mojabilidad es controlada por la atracción electroquímica entre el fluido y la superficie rocosa.

Existen rocas con permeabilidades que van de 10 a 100 mD consideradas buenas, permeabilidades mayores son excepcionalmente altas. Las figuras III-25 y III-26 muestran los conceptos de porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad para diferentes tipos de rocas, además de las variaciones verticales de porosidad y permeabilidad encontradas en una secuencia típica.

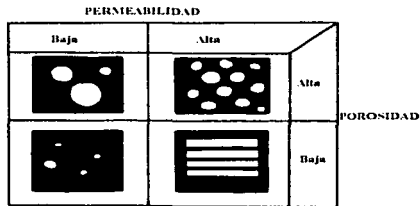


Fig III-25. Esquema que muestra la relación entre la porosidad y la permeabilidad.

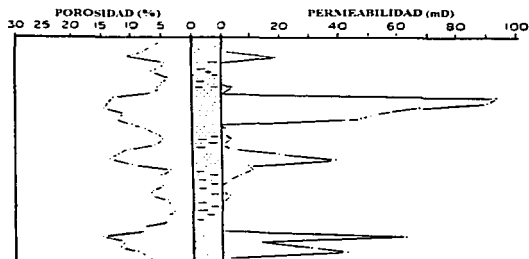


Fig III-26. Sección vertical de una secuencia de areniscas que muestra las variaciones en la porosidad y permeabilidad.

Como ya se ha mencionado, la permeabilidad depende del tamaño del poro, el cual a su vez es función del tamaño de grano y su distribución. Krumbein y Monk (1942), utilizaron una mezcla artificial de granos de arena, mostrando que la permeabilidad varía inversamente con el cuadrado del diámetro promedio del grano. Sus experimentos dieron la siguiente relación:

$$K = 760 [D_m]^2 e^{(-1.31 SD)}$$

$$\phi = - \text{Log } D_m$$



Donde:

K - Es la permeabilidad [D].

Dm - Es el diámetro promedio de grano [mm].

SD - Es la desviación estándar [unidades phi]

EJEMPLO:

Si: Dm = 0.0066 mm

SD = 1.58

$$K = 760 (0.0066)^2 e^{(-1.31(1.58))} = 0.0041782 D$$

Efforts también determinó la permeabilidad a partir del análisis de tamaño de grano con base en la ecuación de Krumbein, con la cual obtuvo razonables aproximaciones para las arenas limpias. Si existe demasiada arcilla en los poros, la permeabilidad se reduce tanto que la fórmula no es aplicable. La constante 760 es inferior en arenas consolidadas.

### III.2.6 RADIATIVIDAD.

Debido a que los minerales formadores de rocas contienen isótopos radiactivos, todos los agregados sedimentarios y rocas son en alguna medida radiactivos. Los isótopos radiactivos más comunes son: U-238, U-235, Th-232, Ra-226, Ra-223, Ra-224, K-40 y C-14.

Los isótopos de uranio están presentes con seguridad en los minerales pesados. En estos minerales, el uranio está siendo concentrado mecánicamente en algunos lugares, por ejemplo, en las partículas de oro.

La mayoría de los isótopos radiactivos naturales en los depósitos sedimentarios están concentrados en los minerales arcillosos, los cuales pueden contener el isótopo radiactivo K-40, por ejemplo, el cual decae en Ar-40. Otros minerales radiactivos poco comunes en los depósitos sedimentarios incluyen a la glauconita (a veces considerado mineral arcilloso), la hornblenda y los feldespatos, los cuales no solo contienen K-40 y Ar-40, también tienen Rb-87, el cual decae en Sr-87.

La radiactividad natural de los depósitos naturales es la base para los registros de pozos de rayos gamma, los cuales son una herramienta para medir la radiactividad de los estratos sedimentarios próximos a la herramienta.

### III.2.7 PROPIEDADES ELÉCTRICAS (RESISTIVIDAD).

Todos los agregados sedimentarios pueden transmitir o conducir la electricidad en algún grado, sin embargo, algunos son mejores conductores que otros. Esta variación es la base para dos herramientas de registros de pozos que graban el potencial espontáneo (SP) y la resistividad eléctrica de la formación penetrada por el agujero.

La resistividad eléctrica es el inverso de la conductividad. Las propiedades eléctricas de los arreglos sedimentarios son determinados por los fluidos contenidos, partículas y otros materiales de las rocas.

El SP de muchas areniscas, en las cuales las partículas de cuarzo predominan, es bajo, mientras que en las lutitas, en las cuales predominan los minerales arcillosos, es más notorio. La conductividad de muchos sulfuros es alta, el más común es la piritita. La conductividad de una arenisca cementada con piritita es mayor a la de arenas con cuarzo abundante.

Las propiedades eléctricas de los arreglos sedimentarios se debe a los fluidos que contiene, así como a su composición y otras características de la partícula. El agua salada es buena conductora, mientras que el aceite y gas son muy pobres conductores.

### **III.2.8 SATURACIÓN.**

Como ya se ha mencionado, la saturación es una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido, de aquí que la saturación este estrechamente relacionada con la porosidad, para la cual ya se ha planteado su relación con los depósitos sedimentarios, (inciso III.2.4).

### **III.2.9 SUSCEPTIBILIDAD MAGNÉTICA.**

Las propiedades magnéticas de los arreglos sedimentarios dependen de su contenido de minerales magnéticos. Los más importantes son la magnetita y la pirrotita.

Sólo las partículas muy finas que se asientan en aguas tranquilas o pequeñas partículas que se mueven libremente mientras se depositan en fluidos muy lodosos adquieren una fábrica magnética preferencial regida por el campo magnético terrestre.

Cualquier alineamiento preferencial primario de partículas magnéticas puede ser atribuido a las galerías hechas por los organismos. Así la fábrica magnética del sedimento que ha sido intensamente bioturbado es esencialmente aleatoria.

La orientación dada a las partículas magnéticas durante la formación de la roca y la cual permanece en las rocas que no han sido destruidas, se llama magnetismo remanente. Esta orientación es un registro de la dirección del campo magnético terrestre en el espacio y tiempo, cuando se forma la roca. Por eso, si las rocas pueden ser llevadas a su posición original, el campo magnético terrestre puede ser descubierto en tiempo y espacio.

1963 10 10 10:30 AM  
1963 10 10 10:30 AM

### **III.3 HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN LOS MEDIOS SEDIMENTARIOS IMPORTANTES.**

#### **III.3.1 PATRONES SEDIMENTOLÓGICOS.**

Una vez definidas las propiedades fundamentales de las estructuras sedimentarias (composición, forma, tamaño, orientación, clasificación, textura, empaque, etc.) y las propiedades petrofísicas de los agregados sedimentarios (rocas), se procederá a revisar las variaciones que hay en dichas propiedades, haciendo hincapié en la porosidad y permeabilidad con la ayuda de registros geofísicos en muchos casos.

#### **PATRONES SEDIMENTOLÓGICOS RECONOCIDOS A TRAVÉS DE LA FORMA DE LAS CURVAS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.**

Observaciones sedimentológicas muestran que la distribución del tamaño de grano, petrofábrica y composición mineralógica en una secuencia, caracterizan diferentes procesos a los cuales responden los sedimentos. Se han encontrado ciclos distinguibles de sedimentación reconocibles por las formas de las curvas del registro de potencial espontáneo, SP, y de la normal corta. Las siguientes deposiciones de arena son patrones que se reconocen cualitativamente y se caracterizan cuantitativamente y son: (1) Arena regresiva, (2) Arena transgresiva, (3) Barras de arena mar adentro ("offshore"), (4) Canal relleno-barra de arena, (5) Turbiditas y (6) Secuencia sedimentaria deltaica, fase constructiva. El hiatus en la secuencia constructiva puede inferirse como la secuencia de la fase destructiva. La figura III-27 clasifica los tipos de contactos entre arenas y lutitas a partir de la forma de la curva del SP.

#### **1) PATRONES DE SEDIMENTACIÓN REGRESIVA.**

La secuencia regresiva comprende los siguientes unidades, iniciando ascendentemente, fig. III-28 a:

- Unidades de lutita basal, depositada en ambiente reductor con baja energía. Como estas unidades se desarrollaron a niveles más bajos del mar, las facies empiezan a ser más neríticas, menos reducidas y el tamaño de grano aumenta.
- Unidades de arena bien clasificada; desarrolladas próximas a la línea de costa, con oscilaciones cíclicas causando interlaminações de lutitas y limos. Eventualmente las arenas limpias predominan con espesores máximos de 30 pies. Los delgados dedos de la curva del SP muestran las laminaciones sedimentarias y tienden a ser más amplios a medida que la arena es más limpia hacia la cima de la unidad. Presentan una orientación paralela simétrica.
- Unidades de arenas limpias superiores, son sedimentos del litoral de alta energía y SP bien desarrollado.

























	GRADACIÓN ABRUPTA	GRADACIÓN ACELERADA	GRADACIÓN LINEAL	GRADACIÓN RETARDADA
LÍNEA DE COSTA TRANSGRESIVA	Suave 	Barrera o barra 		"Point bar" abruptal 
CONTACTO SUPERIOR (Forma de campana)	Con forma de sierra 	Simetría 	"Point bar" aluvial deltáico 	Canal distributivo 
LÍNEA DE COSTA ESTABLE	Suave 	Horizontal 	Corte medio del canal deltáico abruptal 	relleno y "point bar" 
(Forma de barril).	Con forma de sierra 	Secuencia de turbiditas (delgadas lechos gradados) 		Orilla del canal relleno 
LÍNEA DE COSTA REGRESIVA.	Suave 			Barrera o barra 
CONTACTO INFERIOR (Forma de embudo).	Con forma de sierra 	Canal distributivo relleno 		Frente deltáico (marino) 

Fig III-27. Clasificación de las formas de las curvas del SP de los patrones sedimentarios.

- La secuencia de sedimentación transgresiva termina con la secuencia regresiva y dá una unidad litoral en contacto con un ambiente más profundo con variación en los grados de oxidación.

La apariencia general de la envolvente de los dedos del SP caracteriza la rapidez de la deposición de la arena regresiva de acuerdo a:

- Una regresión lineal con una constante retirada del mar, apareciendo como una pendiente en línea recta.
- Una regresión retardada con disminución constante del nivel del mar, apareciendo como una cúspide con centro de curvatura hacia la derecha, o SP positivo cuando se perfora con lodos más dulces que el agua de formación.
- La regresión acelerada con constante incremento en el nivel del mar aparece como una cúspide con centro de curvatura hacia la izquierda, o SP negativo.

Una típica arena regresiva es la arenisca Olmos de Navarro del Cretácico Superior, Texas, la cual muestra las características ya descritas, fig. III-29. La arenisca Vikingo en Alberta, Canadá, también es del Cretácico, pero no exactamente de la misma edad que la arenisca

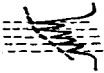




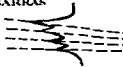



<p>a) REGRESIÓN</p> 	<p>CORTE HORIZONTAL PARALELO CON LA SIMETRÍA DE LOS DEDOS DEL SP</p>  <p>Envoltora que muestra una regresión retardada.</p> <p>Envoltora que muestra una regresión acelerada.</p> <p>Envoltora que muestra una regresión lineal.</p>
<p>b) TRANSGRESIÓN</p> 	<p>CORTE HORIZONTAL PARALELO CON LA SIMETRÍA INVERTIDA.</p>  <p>Envoltora que muestra una transgresión retardada.</p> <p>Envoltora que muestra una transgresión acelerada.</p> <p>Envoltora que muestra una transgresión lineal.</p>
<p>c) BARRAS DE ARENA MAR ADENTRO (OFFSHORE)</p> 	<p>— Simetría del buzamiento divergente, lejos de la costa.</p> <p>— Centro de convergencia que varía con la distancia, lejos de las orillas de los lechos de arena.</p>
<p>d) CAÑALES-BARRAS DE ARENA</p> 	<p>— Simetría del buzamiento convergente, hacia el centro del canal.</p> <p>— Para diferentes pozos en la barra, el centro de convergencia, es aproximadamente el mismo.</p> <p style="text-align: center;">CENTRO DE CONVERGENCIA</p> 
<p>e) TURBIDITAS</p> 	<p>— Caracterizadas por lechos gradados:</p> <p>(1) Arena gruesa en el fondo, alto SP, baja resistividad al aceite Ro.</p> <p>(2) Lamos finos en la cima, bajo SP, alta resistividad al aceite Ro.</p> <p>— Dedos rectos de simetría paralela.</p>
<p>f) SECUENCIA DE SEDIMENTACIÓN DELTAICA, FASE CONSTRUCTIVA</p> 	<p>Delgadas lutitas y arenas transgresivas. AMBIENTE SUBACUOSO</p> <p>Sedimentos continentales y fluviales.</p> <p>Ambiente de pantano-Lagoon.</p> <p>CLIMA, lechos simétricos horizontales.</p> <p>INTERIOR, lechos con buzamiento paralelo asimétrico. AMBIENTE MARINO</p> <p>FONDO, lechos asimétricos horizontales.</p>

Fig III-28. Patrones teóricos de sedimentación reconocibles a partir de las formas de la curva del SP.

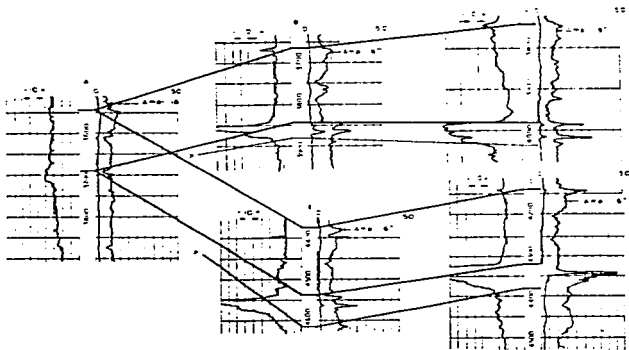
Olmos, sin embargo, las formas de la curva del SP de ambas son marcadamente similares, fig III-30.

Muchas trampas de aceite y gas son regresivas, como la del condado de Jim Hogg

## 2) PATRONES DE SEDIMENTACIÓN TRANSGRESIVA.

La transgresión es el resultado del avance de la línea de costa debido a la elevación del nivel del mar. En la base de la serie transgresiva están los sedimentos de grano grueso con buena clasificación seguidos de un cambio abrupto en el tamaño de grano. La elevación cíclica u oscilatoria del nivel del mar causa una pobre clasificación en los sedimentos, (fig III-28 b).

Secuencias de arenas y lutitas desarrollan formas de dedos en la curva del SP con una amplitud que disminuye ascendientemente y muestran una simetría paralela horizontal. La rapidez de la transgresión marina está indicada por la envolvente de los dedos del SP la cual delinea la aceleración o la desaceleración de la transgresión.



**Fig III-29.** *Proyección lateral de la paleo-línea de costa de la arena regresiva Olmos, Texas, a través de registros eléctricos.*

En la cuantificación de los rasgos observados; es posible determinar el grado de la aceleración transgresiva y proyectarla lateralmente a fin de marcar la posición de mayor invasión del mar.

Los procesos transgresivos generan menores volúmenes sedimentarios comparados con secuencias regresivas o deltaicas, debido a procesos fundamentales como la erosión y redepositación. A mayor energía en el oleaje durante una transgresión resultan sedimentos más finos. La fig. III-30 muestra un complejo patrón de transgresiones y regresiones.

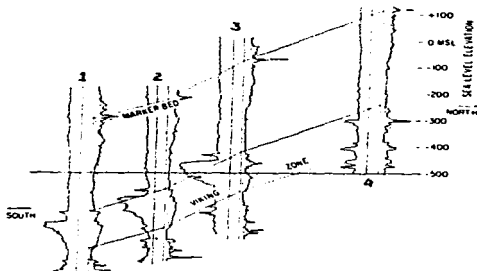


Fig III-30. Patrones de sedimentación regresiva en la arenisca Vikingo. Pozo 1, regresión acelerada. Pozo 2, regresión lineal. Pozo 3, regresión retardada. Pozo 4 arena ausente.

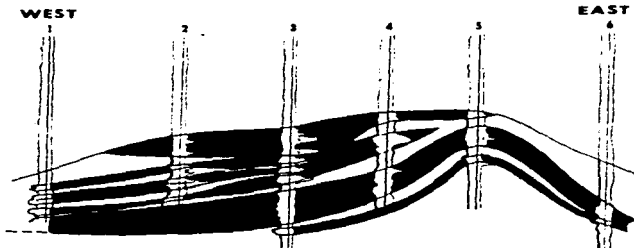


Fig III-31. Sedimentación de trampas estratigráficas mostrando patrones complejos de transgresión y regresión.

Arenas típicas con procesos transgresivos es la arenisca St. Peter (Illinois) y la Oriskany (Pennsylvania). La fig. III-32 muestra esquemáticamente la configuración general de las

curvas del SP para una secuencia transgresiva seguida de una regresiva en sedimentos deltaicos del grupo Mesaverde, en la cuenca San Juan, Nuevo México.

### 3) PATRONES DE SEDIMENTACION EN BARRAS DE ARENA MAR ADENTRO, (ZONA "OFFSHORE").

La estructura interna de las barras de arena mar adentro se forma generalmente durante el ciclo regresivo, fig. III-28 c.

Debido a la generación de las barras de arena por la sucesión de estratos que la acción de las olas amontonaron, se formó un ángulo con la superficie principal de deposición. La curva del SP puede mostrar dedos con simetría divergente y buzamiento lejos de la línea base. El centro de convergencia de los dedos es función de la distancia a partir de los límites de los lentes. El reconocimiento de éstos rasgos es difícil por la interrupción en las lutitas bien definidas.

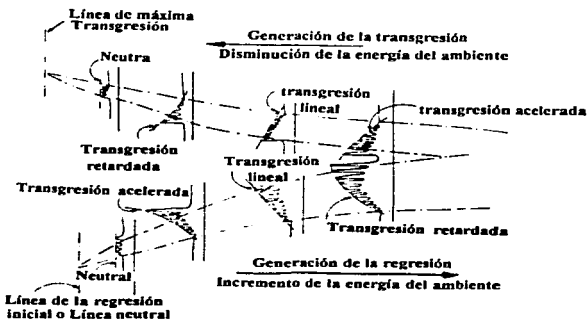
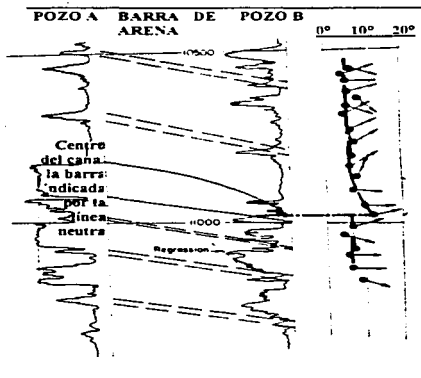


Fig III-32. Formas teóricas de las curvas que corresponden a diferentes ambientes de sedimentación, simulando la sección transversal NW-SE del grupo Mesaverde, de la cuenca San Juan, Nuevo México.



Un ejemplo de dos barras de arena se muestra en la fig. III-33. La barra superior se detecta por los sedimentos que la cubren. La segunda barra inmediatamente después, a 11000 pies exhibe rasgos regresivos y una simetría divergente en los dedos del SP.



**Fig III-33.** Patrones complejos de sedimentación en una barra de arena mar adentro (zona "offshore").

#### 4) PATRONES DE SEDIMENTACIÓN EN CANALES - BARRAS DE ARENA.

Estos depósitos son generados inicialmente por procesos fluviales, cortando al canal y luego rellenándolo, lo cual resulta en canales con migración lateral. La acreción lateral de los depósitos de "Point bar" invade totalmente al canal desde su base a la planicie de inundación, (fig III-28 d).

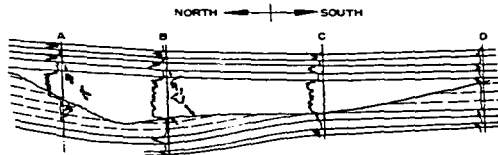
Durante las inundaciones sucesivas, las diferentes litologías depositadas gradan ascendentemente dentro de la planicie de inundación. La siguiente secuencia parte del fondo:

- Estratos basales pobremente clasificados y clastos grandes comprimidos. Se observan dedos más amplios en la curva del SP.

Arenas bien clasificadas, de gran espesor con deflexiones en el SP constantes.

- Depósitos de arena fina y limo yacen hacia abajo por tracción. Los dedos aparecen en la curva del SP, disminuyendo en magnitud hacia arriba.
- Lechos cruzados de arena muy fina con rizaduras (ripple marks).
- Depósitos de la planicie de inundación muestran grietas de desecación y alto grado de oxidación.

La curva del SP muestra una serie de dedos de varias magnitudes, con una simetría buzando hacia el centro del canal. Si el pozo está localizado en el centro de la barra de arena, la curva del SP aparecerá mostrando una regresión. Ejemplos de canal-barras de arena se muestran en las figs. III-34 y III-35.



**Fig III-34.** Corte de un canal y barra de relleno, donde se muestran los rasgos regresivos, (Pozos A y C).

### 5) PATRONES DE SEDIMENTACIÓN EN TURBIDITAS.

Las turbiditas o sedimentos que yacen bajo el mar con influencia gravitacional son reconocidos como lutitas y limos masivos; de apariencia vertical gradada en la curva del SP y resistividad, (fig III-28 e).

Bajo sus propias condiciones de eformación estructural en ambientes favorables, parte de la secuencia es destruida, la reconstrucción de eventos será difícil, siendo la sedimentación direccional muy útil para la reconstrucción.

Las turbiditas son facciones fósiles reconocibles a partir de los registros como líneas dependientes del tiempo. Cuando tienen porosidad y permeabilidad suficientes son potenciales yacimientos, bajo sus propias características de deformación estructural y en ambientes favorables, como ocurre en algunos campos de California y Delaware, al Oeste de Texas y Sur de Nuevo México. Las turbiditas bien definidas son inequívocas en los registros eléctricos por su apariencia ~~transversal~~ lineal en las curvas del SP, pero sólo en niveles bajos

de deflexión, ya que en los lechos gradados naturales en una secuencia de estratos muy próximos no son distinguibles.

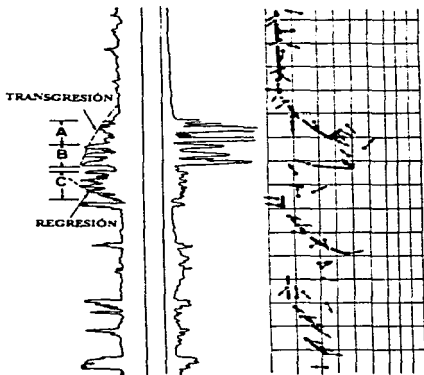


Fig III-35. *Secuencias transgresivas y regresivas.*

#### 6) PATRONES DE SEDIMENTACIÓN EN LA SECUENCIA DELTAICA.

Muchos de los sedimentos clásticos en los cuales se han encontrado hidrocarburos, fueron depósitos en secuencias deltaicas. Los sedimentos son el resultado de la erosión de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias de los continentes, que fueron transportados por ríos hacia el mar.

Un delta consta de dos periodos: uno constructivo y otro destructivo, como se muestra en la fig. III-28 f. Es difícil, pero no imposible, la reconstrucción de la secuencia sedimentaria cuando han sido destruidos algunos vestigios de la fase constructiva bien preservados en tiempo y espacio.

La fase constructiva resulta de la combinación de una transgresión marina bajo la afluencia de la carga sedimentaria que las corrientes y ríos acarrearán, así existen dos principales ambientes mientras se construye un delta.

Cuando cantidades de arena, arcilla y limo, son transportadas y no son rápidamente dispersadas por las corrientes en superficies con bajo relieve, pueden originarse deltas de diferentes tipos, como ya se ha mencionado en el capítulo I.

La figura III-36 muestra las facies depositacionales de un delta lobulado altamente constructivo. La totalidad de los sedimentos son transportados por canales fluviales (A), como el delta se construye hacia arriba; los canales tienden a sobreponerse como resultado del rellenamiento y hundimiento de la arena en el lodo y escurrimiento a lo largo de la margen continental. Si el pozo se perfora en los canales superpuestos los registros eléctricos se ven como lo muestra la fig. III-37 A.

La curva del SP es muy suave o no existe debido a la presencia del agua dulce original. La curva de resistividad muestra el tamaño de grano fino hacia la cima de cada canal relleno, tres de los cuales se muestran distintivamente, debido a que cada canal es iniciado por grava gruesa de relleno. Una característica básica en la resistividad máxima es formada cuando existe recementación por la circulación de agua resultando en un alto factor de formación.

En la figura III-36, las facies de la planicie deltaica son caracterizadas por depósitos de agua salada que dan las deflexiones del SP en los canales distributarios (B) y en los sedimentos gruesos de los distributarios producidos por las grietas a través de las desembocaduras de canal. Las curvas típicas de los registros se muestran en la fig. III-37 B.

La arena principal de delta es desarrollada en las facies del frente deltaico, donde se encuentran las barras en las desembocaduras de los distributarios (III-37 C<sub>1</sub>), en la pendiente del frente deltaico (III-37 C<sub>2</sub>) y el frente deltaico marino (III-37 C<sub>4</sub>).

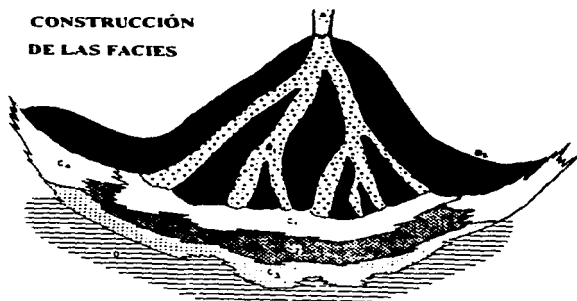
Los registros típicos de estas facies se muestran en la fig. III-37. La secuencia arenosa deltaica yace sobre lodos del prodelta, fig. III-37 D, los cuales se parecen más a lutitas en los registros eléctricos. Las arenas desarrolladas son mínimas.

El cuerpo arenoso total del delta se forma por la coalescencia de barras a lentes de arena, fig. III-38. Los ríos distributarios se mueven lateralmente en su posición. Como los lodos del prodelta sufren sobrecarga y como los ríos descargan en el mar fuera del grupo de posiciones que eventualmente formaron continuas arenas laterales en el frente deltaico como resultado de su continuo hundimiento, grandes espesores de arena se acumularon como se muestra en la arenisca Wilcox.

Los deltas constructivos con frecuencia son asociados con áreas que muestran repetición de las mismas facies y su predominio. En las de la planicie deltaica la repetición cíclica de delgados estratos de lignita con frecuencia se observan por la presencia de numerosas formas de resistividad.

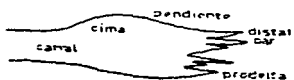
Esta breve revisión de las características de los registros puede permitir realizar la interpretación de la misma forma que en los mapas de patrones de arena, a partir de registros.

## CONSTRUCCIÓN DE LAS FACIES



### FACIES

- A Canal fluvial.
- B Plano delataico
- B1 Canal distributario
- B2 interdistributarios
- C Frente delataico
- C1 Barras en las desembocaduras de los distributarios
- C2 Talud del frente delataico
- C3 Frente delataico (zona distal)
- C4 Frente delataico (zona marginal)
- D Prodelta



PERFIL DE BUZAMIENTO



PERFIL DEL FRENTE

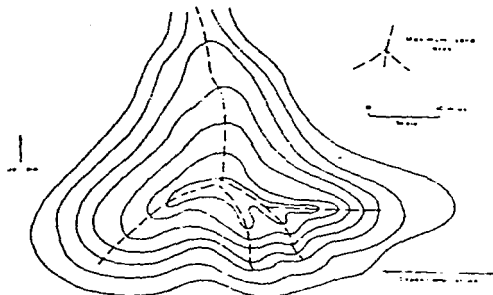
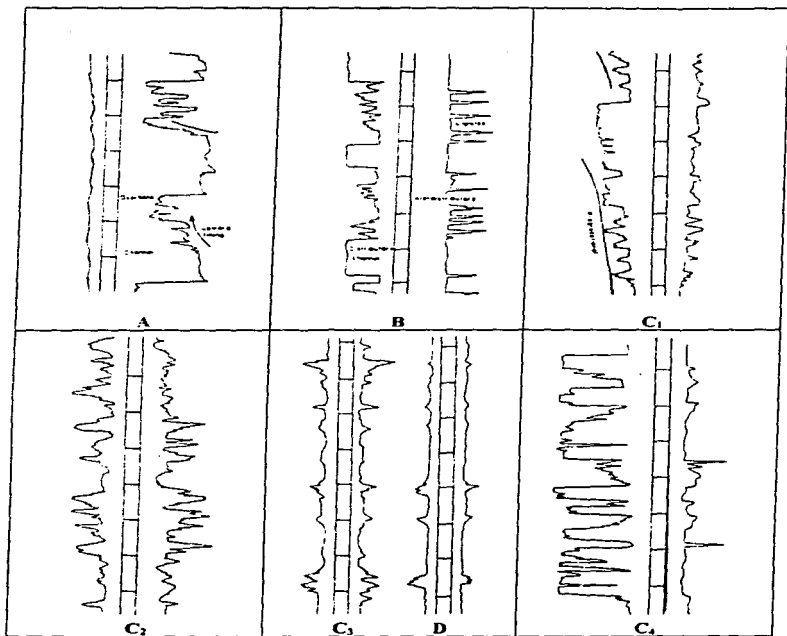


Fig III-36. Principales facies y patrones de un sistema deltaico constructivo hacia una cuenca. (Fisher, 1969).



**Fig III-37.** Representación de los patrones en los registros geofísicos de un sistema deltaico. (Fisher, 1969).

La fig. III-39, es de especial interés debido a que muestra los procesos por los cuales se construye un delta sobre un frente deltaico marino, caracterizado en la curva del SP por una serie de dedos que indican una regresión desde los depósitos de pantano, fig. III-39 A.

Además del avance del delta, la secuencia del frente deltaico (fig. III-39 B), puede estar sobrepuesta a series previas. Sin embargo, cuando los depósitos aluviales llegan en volumen suficiente, la secuencia puede desarrollarse, fig. III-39 C.

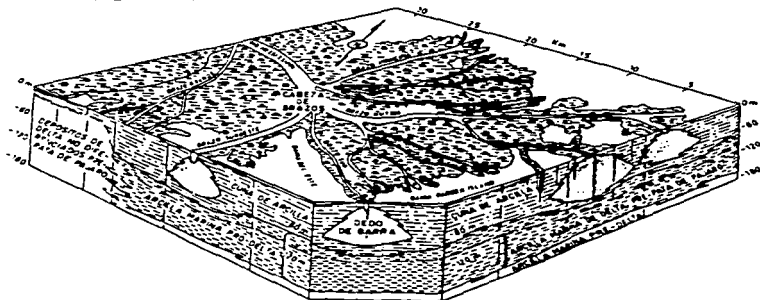
La fig. III-40 muestra horizontalmente las facies de destrucción de un delta. Los mecanismos de destrucción pueden ser de dos tipos:

- 1) Con predominio del oleaje.
- 2) Con predominio de mareas.

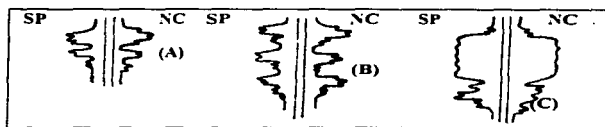
En el primero, la destrucción del delta la lleva a cabo la acción del oleaje, haciéndola retroceder hacia el continente como una sucesión de lentes de arena apilados con elongación paralela a la línea de costa, fig. III-40. En el segundo tipo, la acción de la marea extiende al delta hacia el continente; formando cuerpos arenosos perpendiculares a la línea de costa.

Diferentes facies de la fase destructiva de un delta son indicados en la fig. III-40 A-G, con sus correspondientes registros eléctricos mostrados en la fig. III-41, en la cual se observa que las facies de canal fluvial (A) y las facies de barra-desembocadura (B) permanecen intactas por la transgresión destructiva. La región C de barras de barrera costeras son de ambientes marcadamente diferentes a los de la fase constructiva.

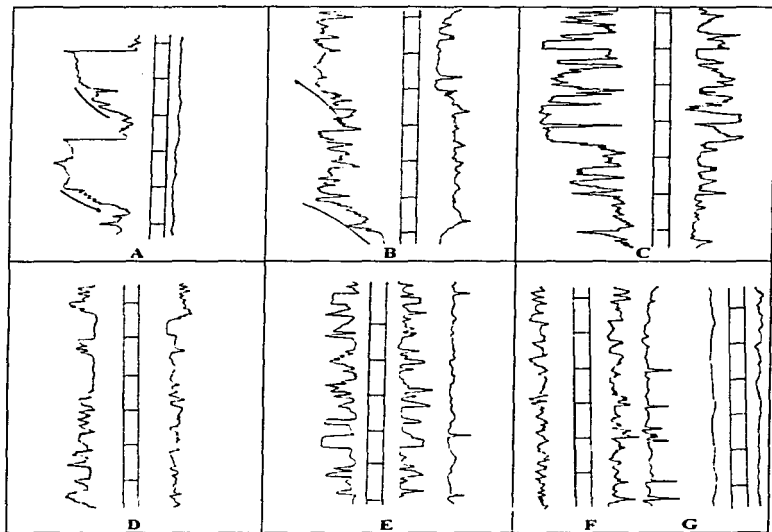
Obviamente, si una parte de la secuencia es destruida, la reconstrucción será difícil, siendo la sedimentación direccional muy útil para la reconstrucción. Ejemplos de secuencias actuales fueron interpretadas con notable certeza al ser evaluadas a través de registros de densidad de echados, ( figs. III-42).



**Fig III-38. Patrones de sedimentación en un delta del Río Mississippi. (Fisk et al, modificado por J. C. McCaslin).**



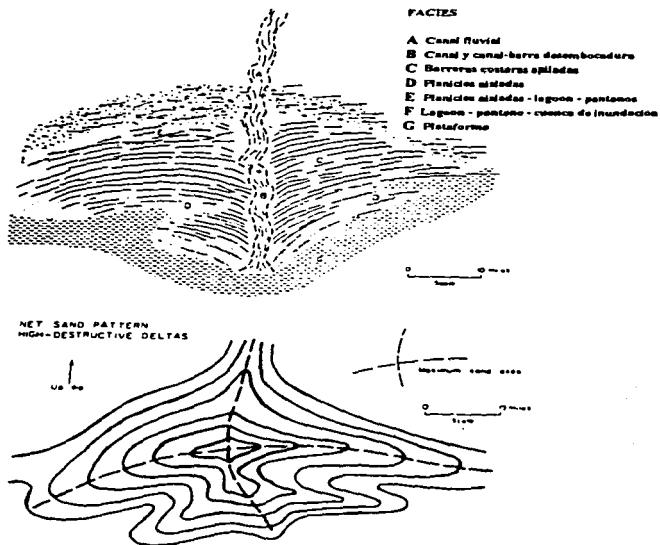
**Fig III-39.** Patrones de sedimentación en un delta marino. A, frente deltaico. B, sucesión de tres frentes deltaicos. C, inicio de la construcción de la secuencia total.



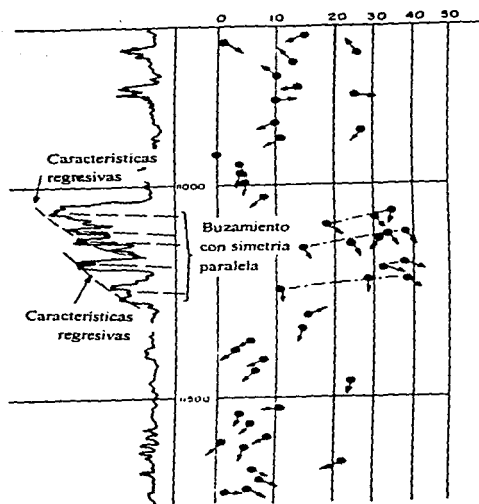
**Fig III-41.** Representación de los patrones en los registros geofísicos de un sistema deltaico de su fase destructiva, con predominio del oleaje. (Fisher, 1969).



## DESTRUCCIÓN DE LAS FACIES



**Fig III-40.** Principales facies y patrones de la fase destructiva de un sistema deltaico con predominio del oleaje. (Fisher, 1969).



**Fig III-42.** Patrones de sedimentación regresiva evaluados a través de registros de densidad de echados.

### III.3.2 AMBIENTE CONTINENTAL. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DE CORRIENTES TRENZADAS Y MEANDROS.

Como se ha visto, los depósitos fluviales se originan en diferentes tipos de ríos, generando cuerpos sedimentarios. En esta sección solo se tratarán los más comunes e importantes para la acumulación de hidrocarburos.

#### MICROFACIES.

##### 1) DEPÓSITOS EN CORRIENTES TRENZADAS.

Consisten principalmente de lechos cruzados, depósitos de canal y barras trenzadas complejas. En la mayoría de estos depósitos los granos más grandes tienen sus ejes mayores paralelos al flujo. Esta fábrica identifica a las corrientes trenzadas de conglomerados marinos. (fig III-43).

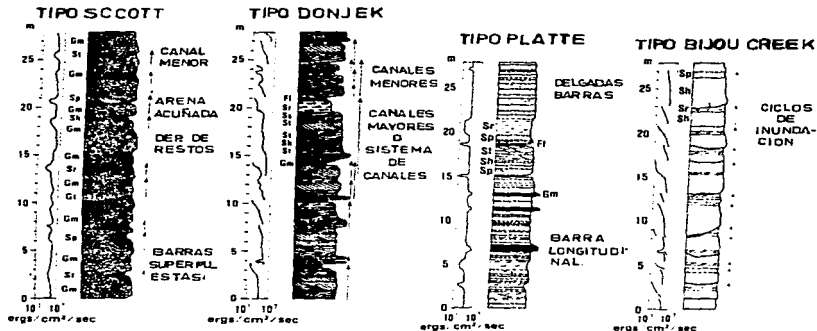


**Fig III-43.** Cima de la barra de gravas del río Kicking Horse, Columbia, ilustrando la extrema modalidad en el tamaño de las gravas, con el limo escurriendo entre las grandes guijas. La dirección de la corriente la muestran los limos y va de la parte superior izquierda a la inferior derecha, mientras los clastos se orientan paralelos a la corriente.

Los lechos cruzados se forman comunmente en partes topográficamente altas de los depósitos de ríos, donde los lechos son acuñados con amplias paleocorrientes.

El modelo para este tipo de depósitos fue presentado por Miall (1977), el cual consiste principalmente de lechos cruzados horizontales de gravas, rellenando los canales más someros, (fig III-44).

Las barras trenzadas en este tipo de ríos pueden mostrar horizontalmente lechos de gravas, pero en sus partes superiores se componen de grupos de lechos cruzados arenosos con laminación paralela.



### PERFILES DEPOSICIONALES DE LOS RÍOS TRENZADOS

Fig III-44. Modelos de Miall para ríos trenzados, cada gráfica estima la energía involucrada durante la deposición. El modelo Tipo Scott muestra conglomerados no cíclicos. El Tipo Donjek consiste de conglomerados y areniscas, los cuales muestran una forma aproximadamente cíclica. Tipo Platte, muestra areniscas con sets de estratificación cruzada, yaciendo bajo largas barras. Tipo Bijou Creek compuesto por depósitos con estratificación horizontal yaciendo sobre depósitos que estuvieron inundados.

En las corrientes trenzadas se muestra una gran variedad de morfologías, afectadas por el grado de ciclicidad vertical desarrollada. Los ríos trenzados con descargas estables y mayores diferencias topográficas, desarrollan barras tabulares, rectas o sinuosas en sus

cimas, transversales al flujo. En contraste, algunos ríos trenzados con descargas más estables y alto grado de diferenciación topográfica, generan barras trenzadas aún más complejas, con buen desarrollo de la planicie de inundación. Estos depósitos son fácilmente confundibles con los depósitos de meandros. Para distinguirse de las barras, estos depósitos consisten de grupos de lechos cruzados depositados durante la inundación, con menos acreciones verticales de las laminaciones paralelas en las arenas topográficamente más altas, fig III-45.

## 2) DEPÓSITOS DE CORRIENTES MEÁNDRICAS.

Los meandros se diferencian topográficamente, fig III-46, resultando depósitos de alta ciclicidad. Los lechos de los canales y depósitos de "point bar" inferiores son cubiertos por grandes dunas, los cuales se depositan en grupos de lechos cruzados. En ríos muy sinuosos con sedimentos finos relativamente, la escala y tamaño de grano en los lechos cruzados disminuye ascendentemente a través de esta zona. Localmente, en la pendiente de los depósitos de "point bar", los lechos planos superiores pueden formar lentes de arena con laminación paralela intercalados con lechos cruzados, los lentes arenosos presumiblemente ocurren por la presencia de áreas con alto flujo durante las etapas de inundación. Cerca a la cima de los "point bar", las arenas con rizaduras cubiertas de lodo son depositadas durante las etapas de inundación moderada, fig. III-47 y III-48.

## VARIACIONES TEXTURALES.

Las texturas desarrolladas en los ríos son tan variadas como sus facies. La distribución del tamaño de grano para cada tipo es diferente. Los conglomerados con poca matriz están razonablemente bien clasificados y su curva de clasificación de tamaño es unimodal. Los clastos soportados por gravas con matriz arenosa muestran distribución de tamaño bimodal y los conglomerados arenosos también muestran tamaño unimodal, con clasificación de pobre a moderada. Todos estos tipos pueden ocurrir en secciones separadas pocos metros entre sí, dependiendo del mecanismo de depositación.

Las arenas fluviales van desde tamaños muy gruesos con guijas dispersas y poca arcilla intersticial a granos medios y finos bien clasificados. Estas texturas son primeramente controladas por los mecanismos de depositación. Canales, "point bar" inferiores y barras trenzadas de arena, comúnmente tienen clasificación de moderada a buena, con poca matriz fina debido a que los depósitos preservados yacen bajo amplias etapas del río, cuando los sedimentos finos permanecían en suspensión. Los depósitos de "point bar" inferiores y los trenzados muestran ciclicidad, los sedimentos reflejan la depositación en condiciones tranquilas con mayor cantidad de matriz limosa.

La gráfica acumulativa de tamaño de grano, en unidades phi, en papel probabilidad muestra una serie de segmentos en línea recta, lo que indica que la distribución es hecha seleccionando una población para cada tamaño con distribución normal. Cada población refleja los diversos procesos de transporte del sedimento en tiempos similares. Estos segmentos rectos son interpretados como resultado de los procesos de transporte por

tracción, saltación y suspensión, aunque no necesariamente están presentes todos los procesos en una muestra, (ver cuadro final).

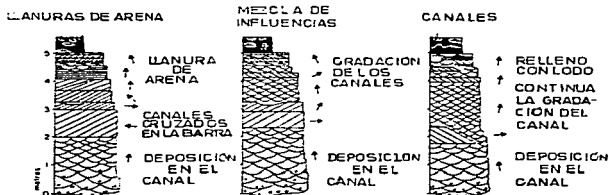
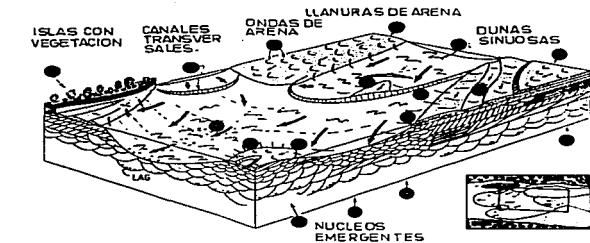
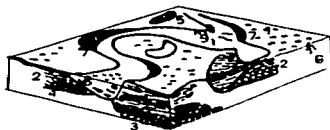


Fig III-45. Diagrama que ilustra las microfacies del río Saskatchewan. Este río pudo haber generado depósitos trenzados cíclicos arenosos. Cant y Walker, 1978.

#### ELEMENTOS MORFOLÓGICOS PRINCIPALES



- 1 vegetación en el fondo de la cuenca
- 2 acreción lateral activa
- 3 canal relleno antiguo
- 4 secuencia ascendente de finos
- 5 grietas de desecación
- 6 desembocadura
- 7 depósitos de point bar
- 8 raíces
- 9 cauce del río

Fig III-46. Diagrama que ilustra los elementos geomorfológicos de un río meándrico y la relación entre los ambientes activos y los depósitos preservados.



**Fig III-47.** *Trinchera que muestra la estratificación cruzada y "ripples" en la base y arriba laminación convoluta deformada, esta deformación tuvo lugar cuando los sedimentos estuvieron saturados por agua.*

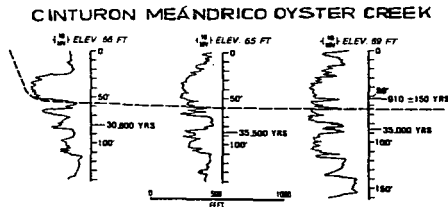


**Fig III-48.** *Depósitos de la planicie de inundación cubriendo la arena del "point bar" del río Brazos. Estos depósitos consisten de delgadas grietas de lodo polygonales con abundantes raíces de plantas.*

Ocurren problemas debido a la recristalización en la fracción fina de los minerales autígenos, por lo que es difícil que la textura por sí misma represente al ambiente.

## RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.

Los registros eléctricos y de rayos gamma, comúnmente muestran diferentes tipos de ciclos o secuencias. En menor proporción, los meandros con secuencias ascendentes de grano grueso a grano fino, generan curvas acampanadas del SP o rayos gamma, fig III-49.



**Fig III-49.** Tres registros de SP corridos en el cinturón meándrico en Oyster Creek, en el río Brazos. El registro de la izquierda muestra que la orilla del cinturón está próxima. La arena está separada por intervalos de lodo. Bernard, 1970.

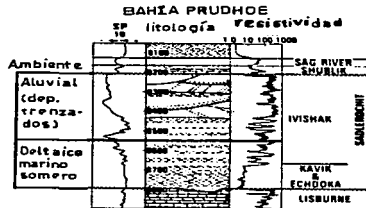
El apilamiento de secuencias, una sobre otra, puede generar repetición de las curvas. La canalización de un cuerpo arenoso dentro de otro puede causar una curva más compleja.

Los depósitos trenzados pueden mostrar granos finos ascendentemente, pero después la variación del tamaño disminuye generando patrones de registros característicos. La casi preservación aleatoria de las unidades más pequeñas, de los depósitos lodosos de la planicie de inundación, causa que los registros indiquen sedimentos gruesos con algunos lechos de grano fino intercalados, lo que hace difícil el reconocimiento del patrón, fig. III-50.

En todos los tipos de sedimentos fluviales, el registro de echados puede indicar la dirección predominante de las corrientes, dando la paleodirección del canal y en algunos casos la elongación del cuerpo arenoso. Sin embargo, la presencia de pendientes en los lechos cruzados y la dirección oblicua de los lechos planos puede conducir a interpretaciones menos certeras. En secuencias de meandros, los echados pueden registrar las superficies de acreción lateral o estratificación cruzada, debido a que los lechos comúnmente están formados por sedimentos de grano fino.

A gran escala los eventos tectónicos pueden causar cambios en los tipos de sedimentos depositados. Secuencias ascendentes de grano grueso en varios cientos de metros resultan del levantamiento del área de origen, reconocible a partir de los registros.





**SECCION DE UNA COLUMNA LITOLOGICA  
DEL GRUPO SADLEROCHIT.**

**Fig III-50.** *Registros de resistividad y SP mostrando patrones irregulares, característicos de los depósitos trenzados, en el campo Bahía Prudhoe.*

Los sedimentos fluviales de grano grueso son potencialmente buenos yacimientos de aceite y gas. Sedimentos fluviales antiguos con una porosidad promedio de 30% y permeabilidad de algunos milidarcies se han reportado. En la base de los canales, se esperan altos valores de permeabilidad y porosidad, pero pueden disminuir por la diagénesis.

Durante la diagénesis, los fluidos circulantes en el subsuelo pueden reaccionar con los detritos, resultando la cementación. Los eventos diagénéticos son aún poco entendidos y difíciles de predecir.

Los sedimentos fluviales por lo general están altamente oxidados, debido a su exposición al agua oxigenada durante la diagénesis temprana, así, se localizan en las márgenes de las cuencas, relativamente lejos del área de origen.

Trampas estructurales y topográficas han sido localizadas en sedimentos fluviales. Los depósitos trenzados en muchos casos ofrecen excelentes yacimientos, pero tienen poco potencial para las trampas estratigráficas debido a su falta de espesor y continuidad en sus sedimentos finos, fig III-51 y III-52.

Los depósitos en meandros con abundantes lutitas impermeables en la planicie de inundación, restringen los cuerpos arenosos lateralmente, con posibilidades de formar trampas estratigráficas de tamaño limitado. Estos sedimentos son comúnmente asociados con materia vegetal y carbón, por lo cual se consideran con más probabilidades de contener gas que aceite.



**Fig III-51** depósitos arenosos trenzados, con dos delgados y persistentes estratos de lutitas, los cuales no son suficientemente extensos para formar barreras que detengan la migración de los hidrocarburos.



**Fig III-52.** Canales rellenos de lodos formando tapones de grano fino en los depósitos trenzados de la arenisca Simmsboro, Texas

### **III.3.3 AMBIENTE TRANSICIONAL HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DELTAICOS.**

Es conveniente dividir las características sedimentarias de los depósitos deltaicos en las siguientes categorías de facies sedimentarias:

#### **I PLANICIE DELTAICA SUPERIOR.**

- A) Depósitos de canal migratorio (canal trenzado y canales meándricos).
- B) Depósitos de Deltas lacustres y planicies de inundación.

#### **II PLANICIE DELTAICA SUPERIOR.**

- A) Depósitos de Bahía (Bahías interdistributarias, pantanos).
- B) Depósitos distributarios abandonados.

#### **III PLANICIE DELTAICA SUBACUOSA.**

- A) Depósito de desembocadura-barra-distributarios (prodelta).
- B) Depósitos de desembocadura - montículos tidales.
- C) Depósitos subacuosos.

En el cuadro al final de este Capítulo se muestra la representación gráfica de estos depósitos. La planicie deltaica superior se encuentra estrechamente ligada a los depósitos fluviales, por lo cual no se vuelven a mostrar en la parte correspondiente a los depósitos deltaicos. De los depósitos de canal trenzado y meándrico ya se trató algo en el inciso III.3.2.

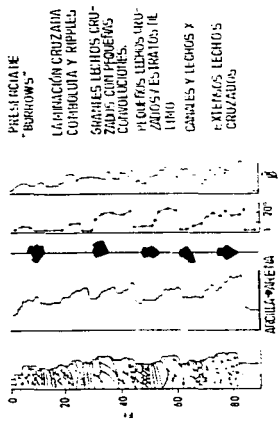
#### **I. PLANICIE DELTAICA SUPERIOR.**

##### **IA. DEPÓSITOS EN CANALES TRENZADOS.**

Estos depósitos son marcados por las sucesivas divisiones y uniones de las islas aluviales. La figura III-53 resume las características principales de estos depósitos: relaciones laterales, secuencia vertical típica, tamaño de grano, propiedades direccionales, echados, porosidad relativa, estructuras sedimentarias, mapas de isopacas y registros eléctricos representativos.

Como el diagrama lo ilustra, la secuencia vertical típica es caracterizada por múltiples ciclos deposicionales apilados, con finos hacia arriba. Las propiedades direccionales dentro de cada ciclo presentan poca extensión direccional y es pobremente representada la paleodirección del canal. Altos ángulos de echados son asociados a gran escala con lechos cruzados y estratos distorsionados.

El mapa de isopacas muestra la continuidad lateral del cuerpo arenoso (entre 20 y 50 km de extensión lateral) en dirección perpendicular a la dirección de la pendiente del canal. Muchos canales trenzados muestran uniformidad en el espesor a través de todo el cuerpo arenoso (15 a 25 km de espesor).



**CANALES TRENZADOS**

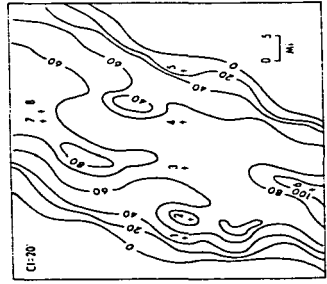
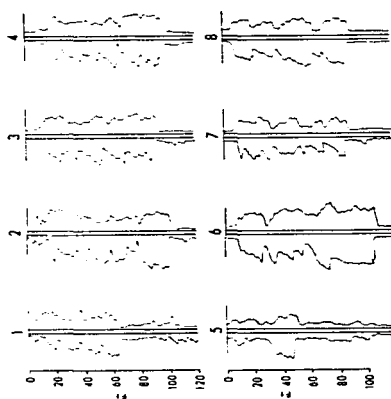
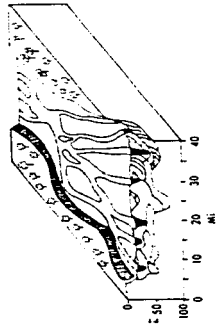


Fig III-53. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de canales trenzados.

Los registros frecuentemente muestran bloques de formas representando la arena gruesa y limpia. Localmente numerosos ciclos ascendentes de finos pueden ser definidos a través de los registros y discernir datos, lo que indica que estas unidades no fueron transportadas lateralmente a grandes distancias.

La presencia de estratos delgados de limos y arcillas abaten la continuidad del yacimiento. Algunas arenas en Canadá muestran la falta de continuidad, como la breca está concentrada en diferentes estratos dentro del cuerpo de arena, la existencia de trampas porosas potenciales es muy posible en estos depósitos.

#### **IA. DEPÓSITOS EN CANALES MEÁNDRICOS:**

Estos ríos exponen patrones de canales altamente sinuosos. La mayoría de éstos comúnmente ocurren en climas tropicales, aunque también se presentan en climas áridos o árticos.

Los ríos meándricos son comunes en valles aluviales, pero en varios deltas de ríos modernos, las secciones meándricas de los distributarios están presentes, especialmente donde los distributarios están influenciados por altos frentes deltaicos o ríos con cargas de sedimentos gruesos.

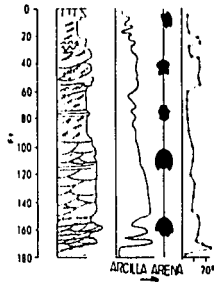
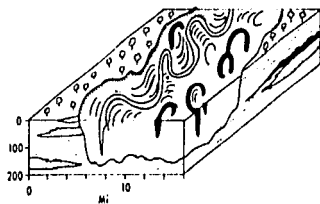
La fig. III-54 resume las principales características de estos depósitos.

La secuencia vertical muestra relaciones de tamaño de grano fino ascendente con pocos estratos de gruesos en el cuerpo arenoso. Los cuerpos arenosos con frecuencia presentan en su base granos gruesos limpios, aunque también se encuentra materia orgánica (restos de plantas y arcilla) intercalada en las unidades arenosas, estos estratos delgados separan a dichas unidades. Sobre la unidad basal normalmente masiva, gruesas unidades de arena exhiben a gran escala lechos cruzados con ocasionales estratos laminados de restos orgánicos. A gran escala los lechos migran durante los periodos de alta inundación.

El mapa de isopacas de los cinturones meándricos muestra la variación de sus características a través de los registros tomados en diferentes sitios, los cuales presentan formas acampanadas, en una secuencia de finos ascendente, aunque también los bloques de arena están presentes (ver registro tomado en el pozo No.8). Vainas más gruesas dentro del cinturón meándrico tienden a mostrar este aspecto de bloques. Registros en los pozos No. 5, 9 y 10 corresponden al canal relleno abandonado.

Los lechos cruzados a gran escala presentan una secuencia de arena bien clasificada compuesta de repetidas unidades cíclicas de sedimentación de rizaduras, laminaciones convolutas y paralelas, fig III-55A. Cada unidad cíclica representa la deposición durante la inundación simple y cambios del régimen de flujo inferior al superior, así estas unidades tienen espesores de 0.5 a más de 1.5 m. En algunas áreas los depósitos de inundación son

### MEANDROS Y DEPÓSITOS DE POINT BAR



PEQUEÑAS LAM X RIPPES Y ABUNDANTES 'HURROWS'.  
 SETS DE LECHOS CAUZALES CON RIPPES Y ESTRAT. CRUZADA Y CONTORNEADA. EN LA CIMA DE LA ARENA. LAM. X CON DELGADOS ESTRATOS DE LIMOS  
 LECHOS X. ESTRAT. CONTORNEADA Y RESTOS ORGANICOS

ARENA CON DELGADOS ESTRATOS DE ARCILLA

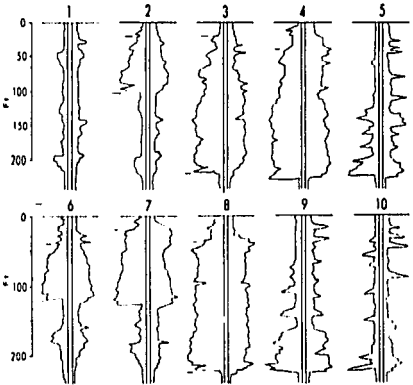
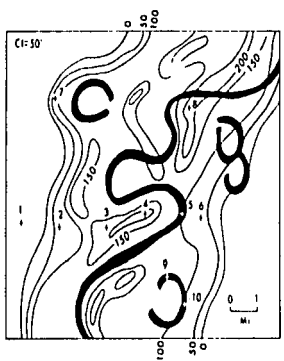
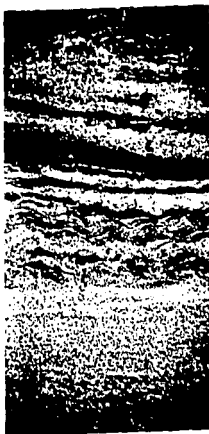


Fig III-54. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de caudales meándricos y point bar.



A



B



C



D



E

Fig. III-55. Fotografías que muestran las estratificaciones en meandros y point bar. A, depósitos de inundación cíclica en un point bar. B, estratificación cruzada a gran escala y restos orgánicos. C, secuencia rippleada con buzamiento, cubiertas por laminación convoluta. D, estratificación altamente contorsionada en depósitos de point bar. E, alternancia de zonas de suelo con laminaciones rippleadas en la parte superior de depósitos de point bar.

pobremente clasificados y consisten principalmente de limos y arenas mostrando a gran escala laminaciones "rippleadas", fig III-55B.

Durante tiempos de alta inundación, la deposición rápida da lugar a los "point bar" debido a que las corrientes cortan los meandros, acortando el curso del río. En esta instancia, amplias secuencias de rápida deposición con rizaduras bien desarrolladas cubiertas por laminaciones contorneadas son comunes, fig III-55C. La deposición de 1 a 2 metros de espesor tiene lugar en poco tiempo (se ha observado en deltas actuales que ocurre en sólo pocas horas al día). Son comunes los lechos distorsionados, cubiertos por unidades de arena, aunque también se pueden dar dentro del estado de inundación y las contorsiones masivas estarán presentes, fig III-55D.

Las unidades más altas del "point bar" consisten de lechos de limos y arenas (con pocos cm de espesor) mostrando laminación "rippleada", alternando con lechos limo-arcillosos y arcilla con presencia de "burrows", fig III-55E. En estas unidades los nódulos de óxido de hierro y  $\text{CaCO}_3$  son usualmente abundantes.

Los cuerpos arenosos manifiestan amplias variaciones en sus direcciones, principalmente por la natural sinuosidad de sus canales y la migración; especialmente en los lechos cruzados. En la parte superior de depósitos con rizaduras se presenta una dispersión en la dirección de los sedimentos. Bajos ángulos son usuales en los lechos cruzados, pero en los contorneados ángulos de 15 a 20° son comunes.

#### **IB. DEPÓSITOS DE DELTAS LACUSTRES Y PLANICIES DE INUNDACIÓN.**

Los lagos asociados con las planicies deltaicas están sujetos a la bifurcación de canales; los cuales llenan el lago de agua dulce. Los depósitos en el fondo del lago están formados por arcillas de grises a negras con altos contenidos de materia orgánica, con lentes de limos dispersos.

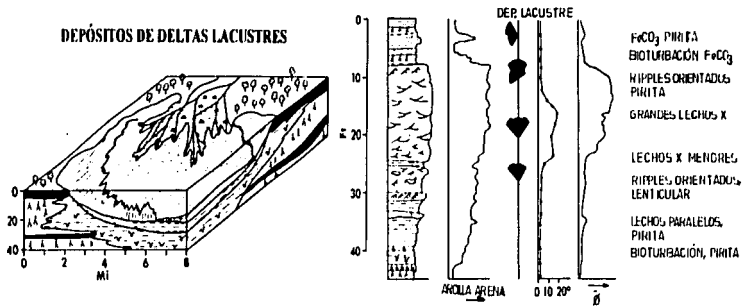
Las condiciones existentes hacen que estos depósitos sean de arcillas finas; ricas en materia orgánica. Los tipos más comunes de estratificación incluyen a la paralela y lenticular con intensa bioturbación y estructuras primarias ocasionalmente distorsionadas.

En algunas laminaciones paralelas resultan alteraciones en las propiedades texturales, debido a la alternancia de estratos floculados y no floculados. Dentro de los floculados son comunes las grietas que se encuentran orientadas perpendicularmente a los lechos aunque ocasionalmente difieren en esta orientación. Estas grietas se desarrollan debido a la expulsión de fluidos cuando las fuerzas internas de atracción entre las partículas es mayor que las fuerzas externas de repulsión entre las partículas sólidas.

La bifurcación de las corrientes de canal en las cuencas de los lagos causa un apreciable incremento en la sedimentación; aumentando la secuencia, el tamaño de grano y el espesor de las laminaciones, lo cual incrementa verticalmente en forma ascendente, fig III-56. En



### DEPÓSITOS DE DELTAS LACUSTRES



101

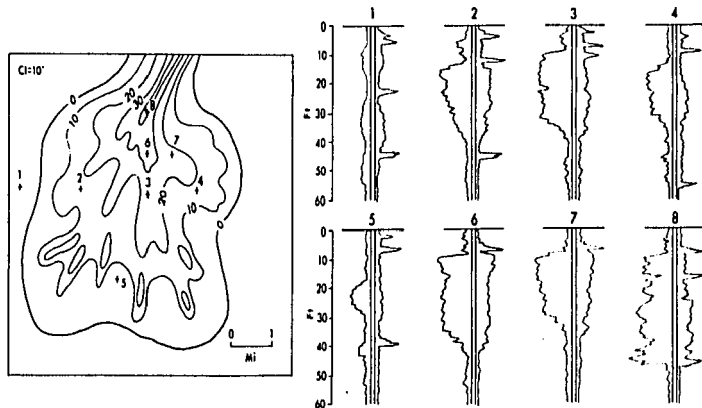


Fig III-56. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de relleno de deltas lacustres, en la planicie de laica superior

esta figura se muestra un esquema de los pequeños distributarios que han sido ramificados someramente. También se muestran las relaciones laterales de las diferentes facies, en las cuales se observan arcillas con alto contenido orgánico. La secuencia vertical típica muestra tendencias de grano grueso ascendentemente. Las unidades más inferiores son depósitos de tipo lacustre, que son acumulaciones de restos orgánicos con abundantes inclusiones de pirita.

- En la parte baja del delta, las laminaciones paralelas están bien desarrolladas. Como el delta continua progradando y rellenando el lago, los sedimentos empiezan a ser apreciablemente más gruesos y a depositarse en las pendientes.
- En la mayor parte del cuerpo arenoso, las laminaciones cruzadas forman la estratificación total, ocasionalmente pequeñas estructuras de "slumps" y "huellas de carga" están presentes.
- En la parte superior del delta, los lechos cruzados a gran escala son comunes con echados de 10 a 12 °.

El mapa de isopacas típico y las variaciones en las respuestas de los registros también se muestran en la fig. III-56. Las isopacas tienden a indicar el acúmulo de los sedimentos gruesos aprisionados entre los depósitos lacustres orgánicos inferiores y los depósitos suprayacentes de pantano. Los registros documentan bien la secuencia de grano grueso ascendente. Dentro del cuerpo arenoso los ángulos de buzamiento son bastante altos ( 10 a 15° ) resultado de la progradación.

La curva de resistividad presenta cambios bruscos de igual manera que en los depósitos de lechos rojos, debido a la presencia de carbón, lignita y hierro. El cuerpo arenoso por sí mismo presenta una base sin grandes cambios en la resistividad; sin embargo, en algunas áreas, la acumulación de arena refleja cambios en la resistividad.

## II. PLANICIE DELTAICA INFERIOR.

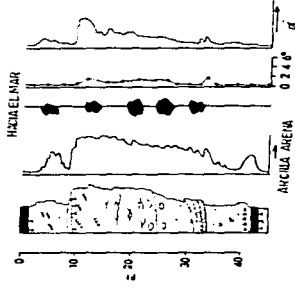
### IIA. DEPÓSITOS DE INTERBAHÍAS Y PANTANOS.

Una de las mayores facies asociadas con muchos deltas en amplias áreas que interrumpen los principales canales distributarios dentro de la planicie deltaica inferior, son las bahías interdistributarias. Estas secuencias forman las mayores áreas en la planicie inferior. Los depósitos se construyen en bahías someras, entre o adyacentes a los mayores distributarios, extendiéndose mar adentro a través del sistema radial de canales.

Las bahías son esencialmente elongadas y sus dimensiones mayores van desde unos cientos de metros hasta 20 km. .

La figura III-57 muestra en la parte superior un diagrama en el que se observa el seguimiento de los cambios que ha sufrido la planicie deltaica inferior a través del tiempo (1862-1958). También se muestra la secuencia vertical típica resultado del relleno de la bahía. Como se puede ver; la secuencia es ascendentemente gruesa con arcillas y restos

## DÉPOSITOS DE BAHÍAS



BIOTURBACIÓN, ARCILLA  
F+CO, NÚCULOS DE FINIA  
EN HILLOS DE ARCILLA RIPIPL.  
ARENAS CON RIPPLES ORIENTADOS  
EN LA LIMA. BIOTURBACIÓN.  
CAYAS Y ESQUELOS DE ARENA  
CON PEDREGOS TAMI. X.  
LAMELLEN TUBULARI CORRIENTES.  
DE RIPPLES  
LIMO, ARCILLA, BIOTURBACIONES  
ARCILLA, ARENAL, LUTITAS  
BIOTURBACIÓN

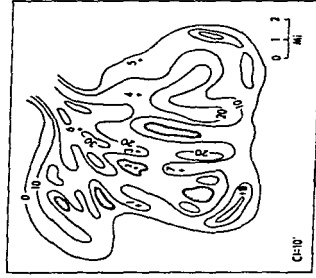
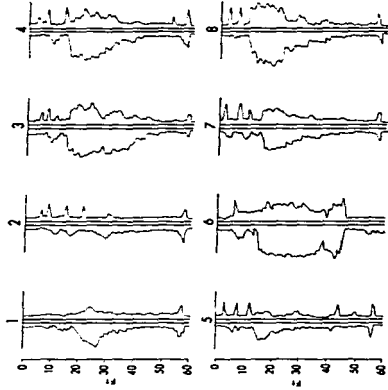


Fig III-57. Diagrama que resume las principales características de las depósitos de interbahías y posiciones en la planicie de llanca inferior

orgánicos formando la parte inferior y clastos bien clasificados en la parte superior. La unidad superior es esencialmente de depósitos de barras distributarias, la parte inferior generalmente consiste de limos, arcillas limosas y arena con presencia de "burrows". La parte inferior de las barras distributarias generalmente se caracteriza por lechos de arenas cruzadas alternando con arenas, arcillas y limos. Un alto contenido de micas y restos orgánicos transportados a lo largo de los lechos son comunes en la secuencia vertical.

El diagrama inferior de la fig III-57 ilustra el mapa de isopacas de la secuencia de bahías y las variaciones en los registros que ocurren en el cuerpo. El cuerpo arenoso muestra una forma de abanico acuñado con estratos de arenas más amplios próximos a la ruptura inicial del canal distributivo. Lejos de la ruptura de este canal, la secuencia es ascendentemente gruesa, dando una forma acampanada invertida en el registro. Dentro del cuerpo arenoso hay áreas en donde la arena no se acumula en grandes espesores, en el pozo 2 virtualmente la arena no se encuentra en toda la secuencia que consiste de limos y arcillas, gradando ascendentemente a depósitos de pantano.

## **IIB. DEPÓSITOS DE CANALES DISTRIBUTARIOS ABANDONADOS.**

Los canales distributarios se dirigen hacia las partes bajas y descargan sedimentos en cuencas. En muchos deltas, los canales distributarios son estables y no manifiestan tendencia a la migración lateral, previniendo la formación de depósitos de "Point bar" o cinturones meándricos. En algunos deltas, donde hay altas corrientes o altas mareas, la migración si se pueden presentar.

La fig. III-58 ilustra los canales distributarios en un corte a través del cuerpo arenoso principal, el cual está formado esencialmente por sedimentos distributivo-barra-desembocadura. En el diagrama superior derecho se muestra la secuencia vertical típica, basada en numerosos núcleos cortados a través del canal abandonado. Las principales características son de naturaleza errática de delgados estratos de arena y limos alternando con arcillas, formando el depósito completamente.

Cerca de la base del canal relleno, los estratos arcillosos erráticos y contorneados se concentran como clastos dentro del cuerpo arenoso.

Dentro de las arenas depositadas, las estructuras contorneadas son comunes; "slumps", lechos distorsionados y ocasionales estratos de materia orgánica.

Limos y arcillas depositadas en la parte central del canal, con frecuencia se muestran en estratos delgados que se intercalan con arcillas que presentan "burrows".

Con el tamaño de grano se puede tener la tendencia general de la secuencia, la cual muestra finos ascendentemente dentro de algunas unidades. En algunos depósitos, virtualmente no hay cambio en el tamaño de grano.

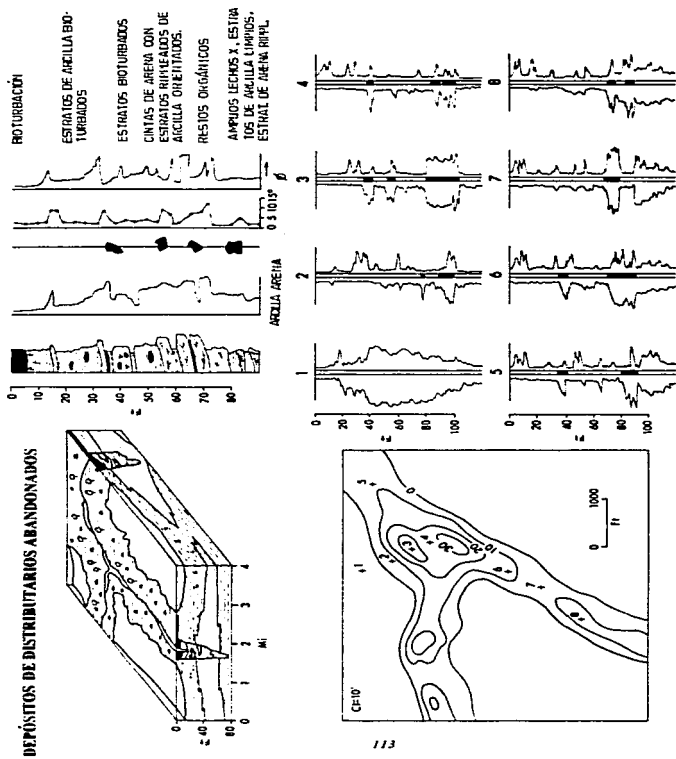


Fig III-58. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de canales distributarios abandonados, en la planicie de la zona inferior.

Los echados pueden ser extremadamente erráticos, principalmente debido a un gran número de estructuras distorsionadas dentro de los depósitos del canal relleno, sin duda por la rapidez del proceso de relleno y el alto contenido de agua en los poros de las arcillas y limos, causando la distorsión de los lechos.

La figura III-58 también muestra un mapa de isopacas y las variaciones en las respuestas de los registros de una secuencia de relleno de canal abandonado. Como se muestra en el mapa de isopacas, si alguna construcción de arena aparece en el canal, ocurrirá comúnmente en zonas próximas, donde el canal tiende a bifurcarse (pozo 1), con frecuencia las concentraciones de arena en esta parte tienen de 5 a 8 m.

Los registros eléctricos generalmente dan una apariencia errática del canal. Las construcciones significativas de arena ocurren en la base del canal, los estratos arenosos sobre esta unidad frecuentemente muestran poca continuidad lateral y se registran partes con pocos cientos de metros, difíciles de correlacionar.

### **III. PLANICIE DELTAICA SUBACUOSA.**

#### **IIIA. DEPÓSITOS DE DESEMBOCADURA-BARRA-DISTRIBUTARIO (PRODELTA).**

Directamente a la desembocadura de los canales activos yacen depósitos arenosos, comúnmente denominados depósitos de desembocadura-barra-distributarios.

Las arenas de desembocadura-barra-distributarios, que se observan, forman continuamente el cuerpo arenoso que se extiende lateralmente grandes distancias, fig III-59.

En la parte superior de la fig. III-59 se muestra la secuencia vertical más común de estos depósitos y algunas de sus características. La unidad general exhibe una secuencia de grano grueso ascendente, en la cual el buzamiento es extremadamente bajo, raramente se excede de 1°, excepto en áreas donde estructuras de "slumps" tienen alto ángulo. Dentro de estos depósitos, las laminaciones paralelas, laminaciones de arcilla coloreadas, delgados estratos de arcillas y limos, bioturbación y estructuras de slumps son comunes.

La microfauna remanente indica la depositación marina y la diversidad de especies es alta, indicando un ambiente próximo al talud.

Intervalos nucleados, revelan que muchas de las laminaciones paralelas son definidas por inclusiones de origen diagenético, debido a la gran depositación, la bioturbación intensa es usualmente confinada a las partes más bajas del depósito.

Litológicamente, los sedimentos primero forman estratos de limos y arcillas con numerosas laminaciones cruzadas, estando también presentes los "ripples" y pequeñas unidades de arena limpia. Como los sedimentos gruesos se asientan rápidamente, casi todos se acumulan en la vecindad de la desembocadura. Debido a las variaciones en la turbulencia, entre las

**DISTRIBUTARIO - BARRA - DESEMBOCADURA**

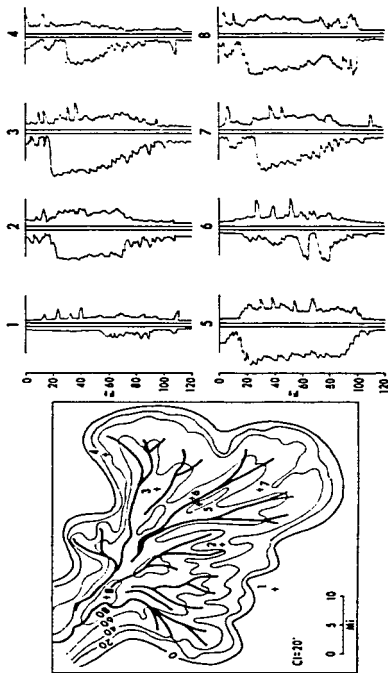
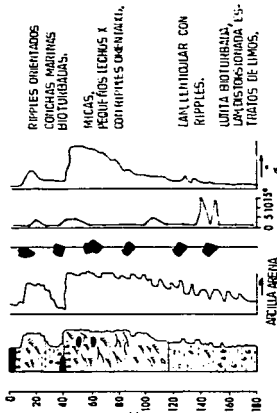
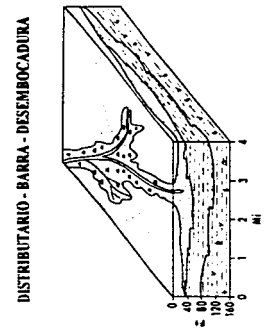


Fig. III-59. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de desembocadura - barra - distributario, en la planicie subterránea.

etapas de alto y bajo río, los finos como arcilla y limos ocasionalmente se depositan con la arena y como dichos sedimentos son retrabajados, resultan limpios y bien clasificados.

En la parte inferior de la fig. III-59 se muestra el mapa de isopacas de los depósitos de desembocadura-barra-distributivo. el patrón distributivo, es señalado con la línea gruesa. En los canales se muestra una distribución errática de la arena. Los registros eléctricos responden a estas variaciones (tomados en diferentes sitios), mostrando una secuencia de grano grueso ascendente dentro del cuerpo con variaciones en los espesores.

### **III.B. DEPÓSITOS DE DESEMBOCADURA-MONTÍCULOS TIDALES.**

Estos montículos o bancos son comúnmente compuestos por arena gruesa fluvial de varios tamaños, en ocasiones presentan longitudes mayores a 30 m. Son comúnmente paralelos a los canales con forma elongada. Actualmente, los depósitos de desembocadura- montículos tidales forman uno de los mayores cuerpos arenosos asociados con ríos progradantes.

La fig III-60 resume datos evaluados. En la parte superior se muestra la distribución de algunos montículos tidales de la desembocadura del río Shatt-el-arab, el cual llega al golfo Pérsico. En la parte superior también se muestra la secuencia vertical típica. Las unidades de arena generalmente están bien clasificadas y exhiben variedades en la estratificación cruzada a gran y pequeña escala. Una de las estructuras más comunes en este cuerpo sedimentario a pequeña escala, es la estratificación bidireccional. Los restos de conchas marinas son comunes, concentradas en delgadas bolsas. Estratos arenosos también están presentes, posiblemente debido a la deposición durante la marea baja, cuando el agua atravesó los bancos con variaciones en la velocidad.

Las propiedades direccionales a través de la secuencia, generalmente muestran una red de direcciones corriente abajo. En la parte inferior de la fig. III-60 se muestra un mapa de isopacas de depósitos de desembocadura-montículos tidales, basado en datos de desembocadura del río Ord. El espesor de las arenas en el intervalo considerado, varía y se concentra en el tipo lineal de montículos.

En la parte inferior derecha se muestra la respuesta a los registros, los cuales muestran una gran variación debido a los espesores de arena. La base de los depósitos arenosos exhibe contactos gradacionales abruptos. En general, los montículos exhiben unidades de tamaño de grano grueso y bien clasificadas, como lo indican los registros de los pozos 3,5,7 y 8.

En muestras del área entre los montículos, los sedimentos tienden a ser pobremente clasificados, es común arcilla con clastos orgánicos. El registro eléctrico, posiblemente responda a esto y muestre un patrón extremadamente errático como lo indican los registros tomados en los pozos 4 y 6.



DEPÓSITOS DE DESEMBOCADURA - MONTÍCULOS TIDALES

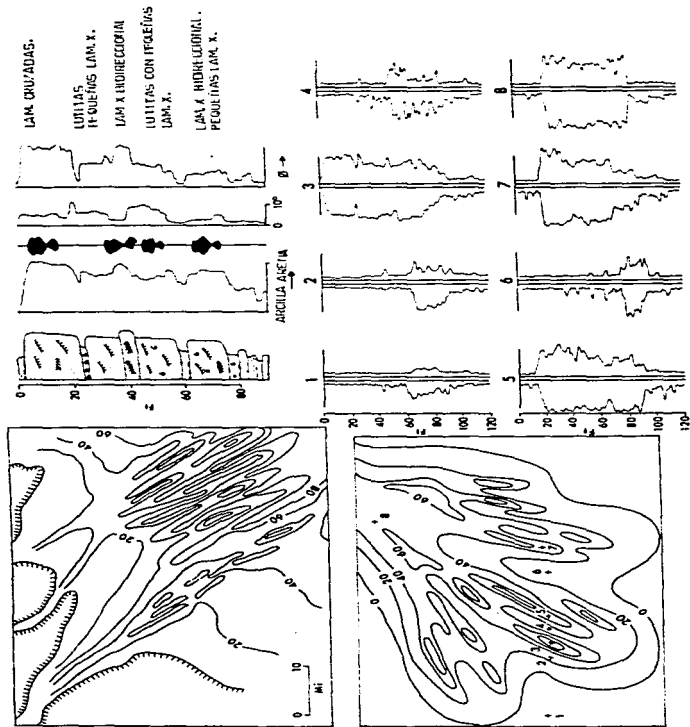


Fig. III-50. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de desembocadura - montículos tidales, en la planicie de la bahía antioqueña.

### III.C. DEPÓSITOS DE "SLUMPS" SUBACUOSOS.

Recientes investigaciones geológicas marinas en los depósitos de slumps subacuos de diferentes plataformas continentales han mostrado que los movimientos de masas por gravedad son procesos comunes que ayudan al transporte de los sedimentos. La inestabilidad y el movimiento de los sedimentos en esta zona generalmente presenta las siguientes características:

- 1) Presencia de inestabilidad en pendientes de muy bajo ángulo de echado ( $< 2^\circ$ ).
- 2) El transporte de grandes cantidades de sedimentos desde aguas someras hasta aguas profundas a lo largo de barrancas bien definidas es por flujo de lodos y "slumps" de traslación.

La fig. III-61 ilustra un diagrama resumido de las características principales asociadas con los depósitos de "slumps" subacuos.

Se han penetrado algunas secuencias que dan buena indicación de los tipos de depósitos acumulados mar adentro, echado abajo de algunas fallas. En la parte superior se muestra la secuencia vertical comunmente asociada con depósitos de "slumps" en el "offshore". Sus variaciones en el tamaño de grano son extremas. Los depósitos de arena ocurren como distintivos bloques aislados, en la base y cima. El tamaño de grano depende del material. En muchos deltas, el material proviene de los depósitos de desembocadura-barra-distributivo atrapados en las fallas, echado abajo.

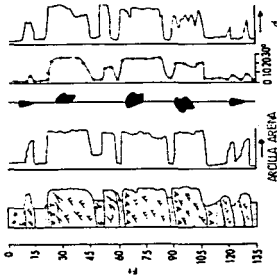
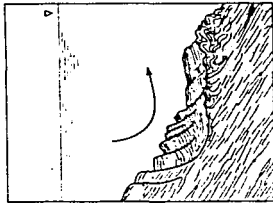
Las estructuras sedimentarias presentes son similares a las de los depósitos de desembocadura-barra-distributivo. El movimiento de masas tiene lugar echado abajo, permaneciendo en ambiente marino.

En la parte inferior del diagrama, se muestra un mapa de isopacas, asociado con el crecimiento de fallas en el "offshore". Las variaciones en las respuestas de los registros en diferentes sitios se muestran en la parte inferior derecha. Uno de los rasgos más característicos de los cuerpos arenosos depositados por procesos de "slumps", es la presencia extrema de bloques similares en los registros. Las arenas tienden a producir una respuesta uniforme.

La progradación normal de las secuencias deltaicas en la zona de fallas es el resultado de amplias acumulaciones de sedimentos, debido al movimientos de bloques, achado abajo del sistema de fallas.

Como se ha visto, las secuencias deltaicas varían dependiendo de su posición. Estas secuencias pueden ser identificadas a partir de núcleos y registros eléctricos. Las características internas de las areniscas deltaicas son fácilmente identificables y útiles para la reconstrucción de patrones ambientales deltaicos antiguos.

DEPOSITOS DE SLEMPIS SUBACUOSOS



ESTRAT. ONDAADA EN ARENAS  
LINDAS, LARG. RIPPLES,  
ARENA, LAM. RIPPLES.

AREIA, PEQUENAS LAM. Y  
RIPPLES, LINDAS, ROTURADA,  
ARENA, LON RIPPLES ONDEADA.

ARENA, RIPPLES, ONDEADA,  
CON FRATURACION EN LA LAM.

AREIA, LIMO, GRACHIS HELUM  
ESTRATIFICACION ONDAADA,  
CON RIPPLES ONDEADOS.

119

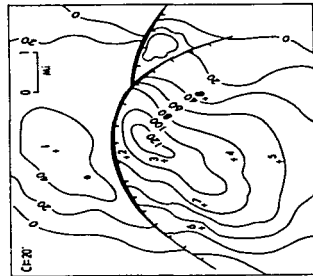
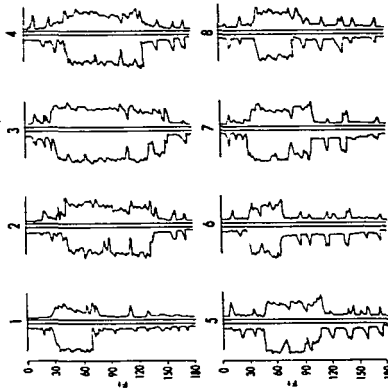


Fig III-61. Diagrama que resume las principales características de los depósitos de slempis subacuados

La siguiente tabla de características de los depósitos deltaicos resume los estudios realizados en este ambiente.

**Tabla III-10. Modelo Deltaico.**

	TAMAÑO DE GRANO	DE	CLASIFICACIÓN	LITOLOGÍA	ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS
<b>PLANICIE DELTAICA INFERIOR</b> Pantanos.	Muy fino	●	Pobre	Limos y arcillas	Laminaciones, burrows y restos de plantas.
Bahías y lagoons.	Fino	●	pobre a media	Limos arena y arcilla	Restos de plantas, retrabajamiento, homogeneidad.
Llanuras de marea.	Fino a medio	●	Media a buena	Limos, arena y arcilla	Delgados lechos laminados, canales tidales.
Canales distributarios, estratificación cruzada y ripples.		●	Media	Arena fina y limos	Ripples
Laminados.		●		Arena muy fina y limos	lechos horizontales laminados
Litoral.	Medio	●	Muy buena	Arena fina a media	Lechos paralelos
Frete deltaico.		●		Arena fina	Lechos paralelos rippleados
Prodelta				Limo y arcilla	Lechos gradados, slump y corrientes
Prodelta distal	Muy fino	●	Pobre	Arcilla	Lechos gradados, laminaciones, burrows

### **III.3.4 AMBIENTE TRANSICIONAL. PLANICIE COSTERA. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DE LLANURAS DE MAREA.**

Las llanuras de marea ocurren en costas abiertas, de bajo relieve y relativamente baja energía, en áreas protegidas de la alta energía, asociadas con estuarios, lagoons, bahías y otras áreas protegidas por islas barrera. Las condiciones necesarias para la formación de estas planicies incluye un rango mareal considerable y la ausencia de la fuerte acción de las olas.

Las llanuras de marea tienen grandes variaciones; incluyen áreas en franjas de varios cientos de m<sup>2</sup> a cientos de km<sup>2</sup>, sensiblemente paralelas a la línea de costa. Su aparente monotonía llana con frecuencia se ve interrumpida por una serie de canales más o menos perpendiculares a la costa, surcando la llanura y que incluso pueden adquirir un régimen de tipo meandriforme. Son divididas en ambientes mareales y submareales, los cuales controlan la distribución de las facies. La mayor deposición resulta de la acreción lateral en asociación con la progradación de la llanura y point bar asociados con canales tidales meándricos. El mayor registro sedimentológico de las llanuras de marea incluye rasgos asociados con canales rellenos y point bar tidales. Una amplia variedad de estructuras sedimentarias físicas ocurren en respuesta a la actividad de las olas y corrientes, siendo importante la fluctuación de la energía y variedad en la fuerza de corriente de transporte en combinación con diversos tipos de sedimentos.

Las llanuras de marea se desarrollan bajo condiciones regresivas o progradantes, caracterizando una secuencia ascendentemente fina, que consiste de sedimentos gruesos en la base y aumentan progresivamente los finos hacia la cima en una secuencia vertical ininterrumpida, reflejando la disminución de la energía en una progresión de la zona mareal a la intermareal de la llanura, representándose por:

- 1). Una zona tidal predominantemente arenosa del canal relleno, point bar y bancos de sedimentos.
- 2). Mezcla de arena y lodo en los depósitos intermareales.
- 3). Planicie intermareal superior lodosa o depósitos de pantano.

La disminución en el tamaño de grano pudo haber ocurrido dentro de cada subfacies individual. Las estructuras específicas son megaripples y a gran escala estratificación cruzada, en asociación con corrientes de ripples y estratificación flaser en los canales rellenos. La llanura exhibe una variación de estratos de arena y lodo incluyendo lechos lenticulares ondulados y flaser. La superficie intermareal superior está comunmente bioturbada o con lodos fuertemente laminados con delgados estratos de arena; sin embargo, todas estas estructuras pueden ser modificadas o completamente destruidas por la intensa biorurbación, fig III-62.

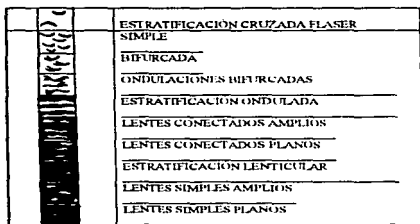


Fig III-62. Esquema que muestra las estructuras sedimentarias y la relación de arena y lodo o lutita encontradas en las llanuras de marea, (Reinick y Wunderlich, 1968).

### MODELO DE LA SECUENCIA VERTICAL.

Mackenzie (1968), recopiló datos de estudios realizados en las llanuras de marea del Mar del Norte en un modelo para la secuencia vertical en depósitos arenosos progradando. El modelo, fig. III-63, muestra depósitos de 10 a 30 ft de espesor, los cuales disminuyen ascendentemente en energía indicando los cambios en las estructuras sedimentarias, el tamaño de grano es ascendentemente fino y la bioturbación disminuye hacia abajo.

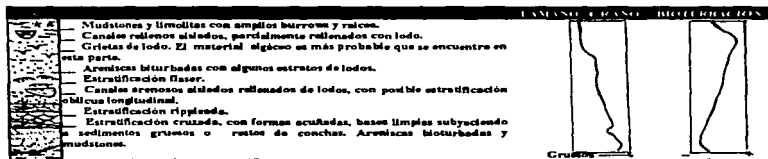


Fig III-63. Modelo de una secuencia vertical en depósitos arenosos de llanuras intertidales progradando, basada en la interpretación de cuatro ejemplos del Holoceno (Mackenzie, 1968).

El modelo utilizado por Mackenzie también se utiliza para describir la planicie mareal del Cretácico temprano, cerca de Denver, Colorado, aunque también es aplicable a otras secuencias antiguas, modificando detalles en las estructuras sedimentarias y texturas.

### PLANICIES TIDALES ANTIGUAS Y CANALES TIDALES.

Rasgos litológicos y cambios laterales en las facies, se han observado en asentamientos

intermareales modernos comparables con rasgos similares en rocas antiguas. Para un mejor entendimiento de estas planicies a continuación se presenta un ejemplo:

### **FORMACIÓN AUX VASES ( del Mississipiense), CAMPO RURAL HILL, ILLINOIS.**

Los yacimientos en areniscas de la zona productora de la formación Aux Vases están compuestos por dos tipos de arena:

- 1) Depósitos arenosos de la línea de costa, paralelos a la deposición N-S de la formación.
- 2) Canales arenosos de la formación cortando la línea de costa, ocurren en elongados cinturones asociados con planicies mareales de material muy fino y depósitos de pantano, con calizas oolíticas yaciendo y subyaciendo.

Estos dos tipos de areniscas tienen distintivas texturas, estructuras deposicionales y geometrías.

### **CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS EN ESTAS ARENISCAS.**

Las areniscas de la línea de costa y canales tidales tienen algunas características similares. Ambas son ortocuarcitas, generalmente limpias y bien clasificadas, con muy poca arcilla. También contienen fragmentos de esqueletos de crinoides, braquiópodos y otros tipos de microfauna, pequeñas cantidades de calcita son localizadas en las partes más fosilíferas de la arenisca. Los dos tipos de areniscas pueden ser distinguidas por diferentes estructuras sedimentarias, tamaño de grano promedio y cementación.

Las areniscas de la línea de costa son característicamente horizontales y con aproximaciones a laminaciones de grano fino. En contraste, las areniscas de canal son lechos cruzados de grano muy fino. Además, las areniscas de la línea de costa invariablemente contienen silicio, el cual no está presente en los depósitos de canal, su tamaño de grano ha sido ligeramente incrementado por los crecimientos autógenos del silicio.

### **PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EXPRESIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

La fig. III-64 ilustra la disminución en la porosidad y la permeabilidad de las areniscas de la línea de costa debido a los estratos impermeables. Análisis de los núcleos indican una porosidad efectiva para las areniscas de la línea de costa de 15% y 21% para las areniscas de canal. La permeabilidad al aire rara vez excede los 100 mD en las areniscas de la línea de costa, pero es de varios cientos de mD para las areniscas de canal.

Como resultado, el tamaño de grano es grande en promedio y la reducción de la porosidad por la adición de cementante aumenta, los valores de resistividad del registro eléctrico son contrastantemente opuestos.

La razón para la cementación selectiva aún no es conocida, pero estos contrastes son útiles para identificar los dos tipos de areniscas.

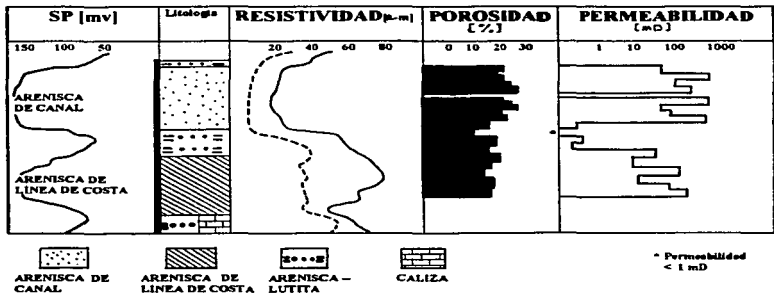


Fig III-64. Valores de porosidad y permeabilidad típicos y respuesta a los registros en dos tipos de areniscas. Debido a la cementación, el SP no refleja la variación en el tamaño de grano.

### SECUENCIA Y DISTRIBUCIÓN DE LOS DEPÓSITOS.

#### Areniscas de la línea de costa:

La secuencia consiste casi totalmente de arena cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con ocasionales láminas de arcilla y limo. El tamaño de grano es casi uniforme, con pequeñas fluctuaciones y disminuciones en la cima y fondo del intervalo. Las principales características estructurales son las laminaciones horizontales y cruzadas de bajo ángulo. La presencia de burrows y lechos cruzados 'rippleados' a pequeña escala también ocurren.

#### Areniscas de canales tidales:

Consisten casi por completo de areniscas cuarzosas de grano fino, bien clasificadas. Las areniscas están principalmente en lechos cruzados, cinturones laminados cruzados, truncados en la cima y tangenciales en la base.

La formación que ilustra la localización de estos canales es dividida en dos subzonas: superior e inferior. La subzona inferior muestra la contemporaneidad de dos procesos deposicionales. El ligero tamaño de grano grueso de los depósitos de línea de costa sugiere que aquellas arenas fueron concentradas a lo largo de la costa por las olas, la arena fina fue transportada durante las inundaciones. La subzona superior consiste de cinturones elongados de areniscas separadas lateralmente por planicies mareales y depósitos de pantano.



Los criterios para el reconocimiento de los cuerpos arenosos mencionados se resumen en la Tabla III-11.

Para ejemplificar una transgresión en las llanuras de marea se cita el siguiente caso:

**FORMACION ALMOND SUPERIOR del Cretácico. Campos West Desert Spring y Patrick Draw en Wyoming.**

La arenisca en la formación Almond Superior ocurre en diferentes niveles de estratificación, cuya designación informal de las arenas 1 a 6 es la siguiente:

UA1 a UA3: areniscas expuestas en la superficie.

UA4 a UA6: unidades subsuperficiales.

(UA - Upper Almond), fig. III-65.

**TABLA III-11.**

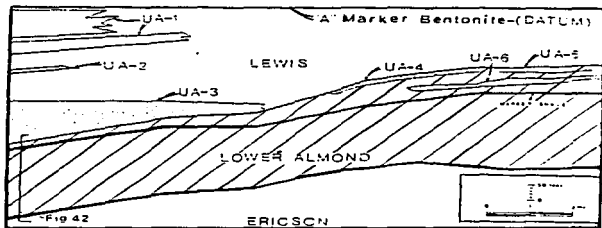
<b>TEXTURAS</b>	Grano fino, limpio y bien clasificado.	Granos muy finos, limpios y bien clasificados.
<b>SECUENCIA VERTICAL</b>	Tamaño de grano casi uniforme, con pequeñas variaciones verticales.	Tamaño de grano casi uniforme, variable en estrechos rangos.
<b>ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS</b>	Laminaciones horizontales, ligeramente inclinadas, laminación cruzada con bajo ángulo, ocasionales lechos cruzados y rippleados, baja presencia de burros.	Lechos cruzados con alto ángulo, algunos lechos cruzados en dirección opuesta, rara presencia de burros.
<b>DISTRIBUCIÓN DE LA ARENA</b>	Construcciones paralelas a la deposición.	Cinturones alargados, perpendiculares a la deposición.
<b>RELACIONES ENTRE SUS LÍMITES</b>	Gradacionales, excepto donde corte al canal tidal.	Lechos erosionados y acuchados, gradación abrupta en la cima.
<b>ASOCIACIÓN CON OTRO TIPO DE ROCAS</b>	Calizas oolíticas grades ascendientemente dentro de la planicie mareal.	Sitadas lateralmente entre la planicie mareal y los depósitos de pantano o construcciones de arena de la línea de costa intercaladas con calizas oolíticas.

Van Hori (1979), estableció un modelo de sedimentación para esta formación de depósitos mareales dominantes en la línea de costa.

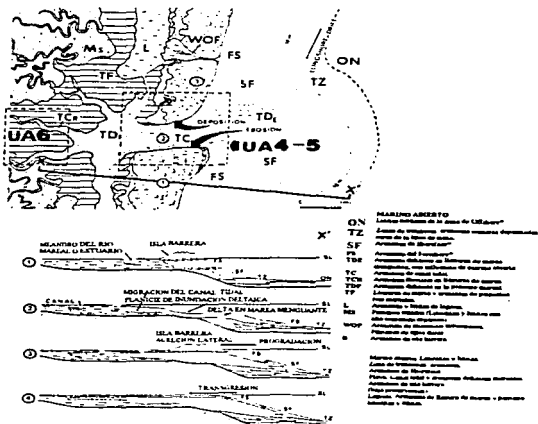
Como la producción principal de aceite resultó de la arenisca UA6, fue objeto de mayores estudios.

Una sección transversal con registros eléctricos, muestra la posición estratigráfica y lenticularidad lateral de la arenisca UA6, fig. III-66.

El modelo estratigráfico para la arenisca UA6 se muestra en la fig. III-67, la cual ilustra una transgresión de la línea de costa.



**Fig III-65.** Sección estratigráfica de UA1 a UA6 de la arenisca Almond Superior.



**Fig III-67.** Ambiente deposicional de la zona de línea de costa resumida a partir de ambientes modernos que representan el modelo estratigráfico de la arenisca productora Almond. UA6 posiblemente represente un canal tidal. Los números en círculos y secciones transversales indican las etapas sucesivas de deposición, la etapa 4 no se muestra.



### **III.3.5 AMBIENTE TRANSICIONAL . PLANICIE COSTERA. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DE ISLAS BARRERA Y ARENAS TRANSGRESIVAS.**

Las islas barrera y llanuras de marea son prominentes rasgos deposicionales de muchas costas modernas, representados en el registro estratigráfico.

Las islas barrera son definidas como islas arenosas o penínsulas elongadas paralelas a las costas y separadas por lagoons o pantanos. Ocurren en aguas someras de plataformas continentales suavemente inclinadas. Algunos ambientes y facies asociadas con barreras y planicies aisladas se muestran en la fig. III-68.

Los ambientes de deposición de arena incluyen:

- 1). Ambientes de playa y shoreface hacia el mar en islas barrera y planicies aisladas.
- 2). Canales y deltas mareales, separados lateralmente por barreras.
- 3). Abanicos entre el continente y el lagoon al lado de la isla barrera.

Partes emergentes de muchas barreras y planicies aisladas subyacen bajo secuencias progradantes de playa y shoreface .

Estudios en ambientes costeros modernos muestran que las facies mayores tienen características reconocibles, pero también muestran variaciones significativas, dependiendo principalmente de las condiciones del oleaje. La distribución de las facies, la geometría externa de los cuerpos arenosos y naturaleza de la asociación de facies son función de los sedimentos, cambios del nivel del mar, asentamiento, etc.

#### **MORFOLOGÍA DE LAS ISLAS BARRERA.**

Los rasgos morfológicos y procesos asociados son similares en las costas e islas barrera mar adentro. Un perfil generalizado desde la playa a la zona de offshore, se muestra en la fig. III-69.

La playa a veces es dividida en backshore y foreshore . El foreshore incluye el frente de la playa y a veces algunas de éstas y una o más barreras elongadas.

#### **SECUENCIA VERTICAL.**

La secuencia vertical de las facies está formada por la progradación de los depósitos de playa y shoreface hacia el mar, observados a partir de muestras de núcleos obtenidos en la isla barrera Galveston en Texas, como se muestra en la fig III-70.

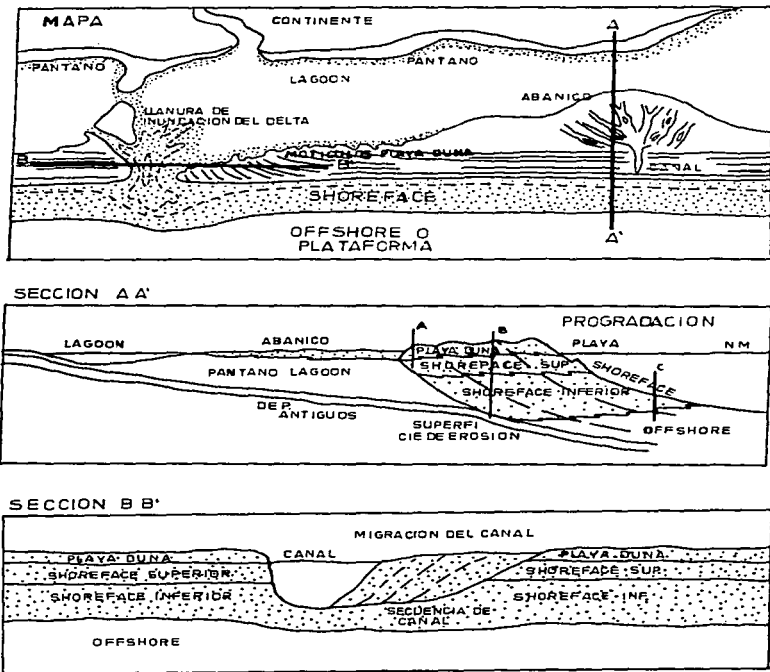


Fig III-68. Mapa generalizado y secciones transversales que muestran los principales ambientes y facies del sistema Isla barrera - lagoon.

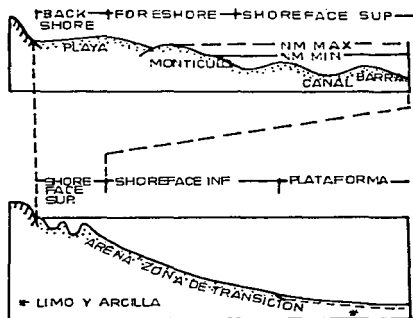


Fig III-69. Perfiles generalizados de la playa al Offshore, mostrando los principales rasgos morfológicos.

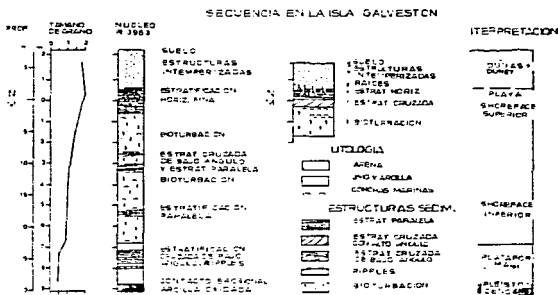


Fig III-70. Secuencia vertical observada en la isla Galveston, caracterizada por la baja energía del oleaje y estratificación cruzada en la parte superior del shoreface.

Este modelo ha sido referido a otras áreas. El modelo generalmente asume que la secuencia vertical de la cima al fondo se aproximará a la secuencia lateral observada en perfiles modernos de playas a offshore, como puede observarse en las figs. III-70 y III-71. Las cimas tienen tamaño de grano grueso, el cual va disminuyendo hacia abajo, de manera suave en una y brusca en la otra. Otros modelos consideran los efectos de los ciclos erosionales y deposicionales en la preservación de las facies durante la progradación.

Howard y Reinech (1979) sugirieron que estas diferencias están relacionadas con la energía del oleaje. En costas con baja energía del oleaje, la zona superior del shoreface se extiende desde el offshore hasta profundidades de 1 a 2 m. En costas con alta energía, las facies se extienden desde el offshore a profundidades máximas de 9 m, fig III-71.

Presumiblemente, estas diferencias se reflejaron en el espesor de los depósitos superiores del shoreface en sistemas progradantes de alta energía, en comparación con sistemas de baja energía, fig. III-72.

Otra secuencia progradante es la que se presenta en las unidades de la arenisca Gallup al Noreste de Nuevo México, depositadas en costas con energía moderadamente alta, cuyas facies consisten de grano fino, bien clasificadas y estratificación de alto ángulo, fig III-73.

### **RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

Algunos aspectos de la secuencia vertical en areniscas progradantes pueden ser interpretadas a partir de registros. La fig III-74 muestra un registro eléctrico de inducción de la arenisca Gallup. Esta secuencia es interpretada como arenisca progradante, el SP muestra una deflexión general ascendente hacia los valores negativos comparada con las limolitas y lutitas abajo. Esto se debe a la disminución ascendente en la cantidad de arcilla. Los rayos gamma, aunque no aparecen, también muestran un patrón similar, con una disminución descendente en el conteo de rayos gamma debido a la disminución en la proporción de arcilla. La curva de resistividad muestra un aumento general ascendente en la resistividad del intervalo muestreado, posiblemente en respuesta a la disminución ascendente de arcilla e incremento en las areniscas permeables.

Esta respuesta es esperada en secuencias playa-offshore progradantes donde la saturación de hidrocarburos es cero y la salinidad del agua de formación junto con la resistividad del lodo de perforación están en rangos normales.

### **VARIACIONES LATERALES EN LA SECUENCIA DE FACIES.**

Un modelo de sección transversal idealizada de los cambios de facies, desde la costa al offshore, en un cuerpo de areniscas progradantes se muestra en la fig. III-68, sección AA'.

Cerca de los márgenes del continente, donde las areniscas de la línea de costa yacen en contactos concordantes con depósitos de lagoon o marinos antiguos, la secuencia vertical consiste de depósitos de shoreface superiores con estratificación cruzada (línea A). Los

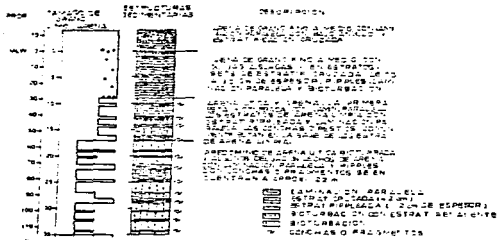


Fig III-71. Secuencia de playa a offshore de la costa Ventura-Oxnard, el alto ángulo de la estratificación ocurre a profundidades de aproximadamente 9m, la arena en esta zona es de grano medio a fino con algunas guijas.

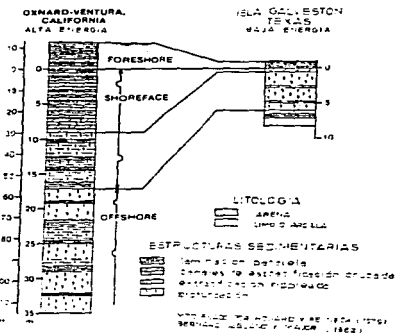


Fig III-72. Comparación de las secuencias de facies y espesores en depósitos de la playa al Offshore en costas con baja energía, (Isla Galveston) y con alta energía (área Oxnard-Ventura).



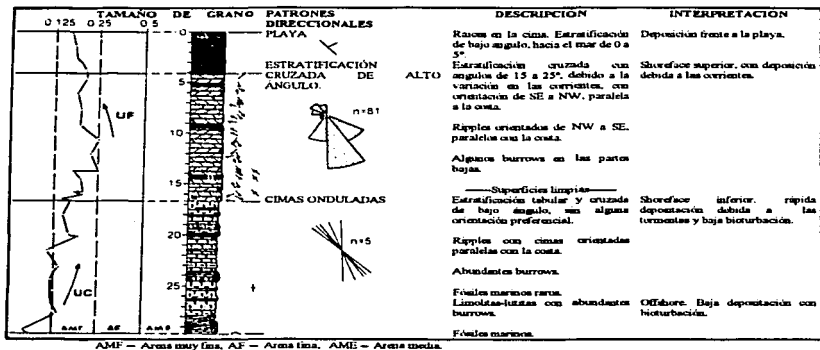


Fig III-73. Secuencia vertical en la arenisca Gallup. Las estructuras sedimentarias y texturas se formaron por la progradación, de manera similar a la costa Ventura-Oxnard.

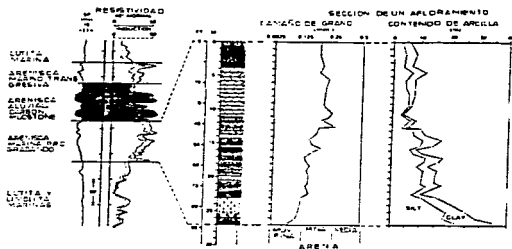


Fig III-74. Registro eléctrico típico en la arenisca Gallup, comparada con la secuencia vertical en un afloramiento a pocas millas de distancia.

depósitos de shoreface inferiores yacen bajo los depósitos de shoreface superior y de playa (línea B). En la parte más profundada del cuerpo de la arenisca de línea de costa yacen los depósitos de shoreface inferior sobre los de offshore marino, constituyendo la secuencia total (línea C).

En algunos casos donde el shoreface superior y la playa siguieron progradando, estas facies pudieron haber sido modificadas por la erosión durante la transgresión.

En algunos depósitos, la progradación se ha registrado por superficies inclinadas hacia el mar, marcadas por localizaciones de minerales pesados, superficies de erosión o separación de arcillas. La fig. III-75 muestra la correlación en la arenisca Parkman, ilustrando la progradación de la secuencia de playa-offshore hacia el SE.

El mapeo del espesor, las variaciones laterales de la secuencia vertical de facies y la posición de las líneas de tiempo pueden ser útiles para determinar la distribución y tendencia de los cuerpos arenosos formados por la progradación hacia el mar de los ambientes de playa y shoreface.

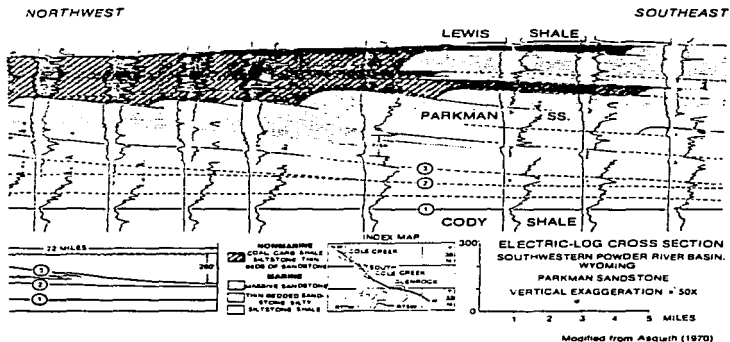


Fig III-75. Sección correlacionada con registros en la arenisca Parkman, indicando la progradación hacia el SE.

### **III.3.6 AMBIENTE TRANSICIONAL - MARINO SOMERO. PLANICIE SUBACUOSA. DEPÓSITOS EN LA PLATAFORMA MEDIA. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN CORDONES Y BANCOS DE ARENA, ARRECIFES.**

En la plataforma continental se pueden encontrar bancos de arena, formaciones de arrecifes, islas, etc. dependiendo del clima y origen de los sedimentos.

#### **RELACIÓN LATERAL DE LAS FACIES.**

La plataforma continental generalmente está compuesta de varios rasgos sedimentarios. Por un lado, la plataforma moderna está limitada hacia el continente por diversos ambientes costeros y hacia el mar por el talud.

Durante las etapas, cuando el nivel del mar baja, diversas costas y ambientes continentales prevalecieron sobre la superficie de la plataforma expuesta. Estos ambientes formaron barras, valles de ríos y hasta dunas. Durante las transgresiones, muchos depósitos formados se sumergieron, incorporándose eventualmente a la columna sedimentaria de la plataforma y sufren actualmente el retrabajamiento de corrientes y olas, reflejándose en las facies.

#### **DEPOSITACIÓN.**

Shepard (1977), dividió la plataforma actual en seis categorías principales basadas en el tectonismo y el clima:

- 1) Plataformas glaciares.
- 2) Plataformas con cordones de arena.
- 3) Plataformas fuera de los grandes deltas.
- 4) Plataformas bordeadas por bancos de arena e islas.
- 5) Plataformas carbonatadas (bancos de arrecifes y arrecifes marginales).
- 6) Plataformas relacionadas con placas tectónicas.

Para los propósitos de esta tesis sólo se comentarán las tres siguientes categorías:

#### **III.3.6.A PLATAFORMAS CON CORDONES DE ARENA.**

Muchas de las plataformas de este tipo contienen cordones de arena, en ocasiones paralelos a la costa, asociadas con pequeños ripples, megaripples y ondulaciones de arena, sufriendo el retrabajamiento y modificándose como actualmente se observa en los ambientes modernos.

**EJEMPLO:** La plataforma de Bight en el Atlántico, está cubierta de cordones de arena. En esta plataforma, la superficie de los mantos arenosos ha sido moldeada en una serie de

cordones lineales y depresiones. Los cordones son de 2 a 18 Km de ancho, 2 a 40 Km de longitud y de 2 a 10 m de espesor. El gran problema en la interpretación de los cordones en la plataforma media del Atlántico ha sido sus diversos orígenes (posiblemente atribuidos a formaciones complejas de barrera-playa-lagoon). A lo largo de la plataforma media, se ha encontrado que unidades de arena próximas a la superficie, se acumularon bajo una gran variedad de ambientes que van desde los de lagoon hasta los de la plataforma media propia, así, los cordones también pueden ser deposiciones modernas.

La estratigrafía bajo un cordón interno en la plataforma se muestra en la fig. III-76. Este cordón presumiblemente se formó en la base del shoreface, después de pasar por isla barrera durante una transgresión.

La unidad basal en la secuencia estratigráfica es un lodo de lagoon (estrato H1) que se acumuló en canales tidales paralelos a la costa. El lodo lagoonal está subyaciendo a discontinuas barreras de arena limolítica (estrato H2), derivado del lagoon y transportado por el aire u otros procesos subaéreos. La parte más alta del manto de arena de la plataforma (H3) fue depositada y moldeada en cordones después de la transgresión y destruida la barrera, y tal vez parte de la secuencia del lagoon.

### **III.3.6.B PLATAFORMAS BORDEADAS POR BANCOS DE ARENA E ISLAS.**

Las elevaciones rocosas son encontradas a lo largo de muchas plataformas, pueden ser bancos arenosos e islas. La plataforma sur de California es un ejemplo de plataforma estrecha, bordeada hacia el mar por una serie de cuencas y cordones, algunos completamente planos como en el banco de Cortés, el cual contiene algunas rocas arrecifales próximos a la superficie.

#### **CARACTERÍSTICAS SEDIMENTARIAS.**

Los tipos de sedimentos y estructuras sedimentarias de plataforma varían de un lugar a otro. Muchos de los sedimentos modernos son limo y arcilla, aunque también la arena de grano fino está presente. En sedimentos lutíticos las laminaciones y estructuras rippleadas son comunes. Dentro de los sedimentos arenosos las microestructuras incluyen laminaciones y ripples asociados en mantos, barras y canales. Todos los sedimentos de plataforma pueden contener gran variedad de estructuras biogénicas y rasgos deposicionales, posiblemente destruidos por organismos.

Muchas arenas relicticas no están en equilibrio dinámico con sus microambientes, como consecuencia pueden ser removidas, dando como resultado un alto grado de clasificación. La excelente clasificación puede causar el incremento de minerales pesados y concentración de metales. Muchos de estos depósitos arenosos son delgados, pero su grado de clasificación y cubierta eventual de depósitos de grano fino pueden dar buenas trampas estratigráficas para la acumulación de hidrocarburos. Cuando los sedimentos son clasificados

como arcillas limosas (sur de Texas), la clasificación puede ser pobre, con un rango de valores de 1.5 phi a 3.88 phi, Fig. III-77.

Así, los sedimentos de plataforma de arena bien clasificada son encontrados en el exterior de estas plataformas y localmente en otras secciones como depósitos de ríos y de barra. Todas las arenas de grano fino, excepto las barras, son resultado de una regresión.

### **RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

A través de núcleos y secuencias observadas en formaciones se ha obtenido una curva característica. Brenner (1978) calibró respuestas de registros con rasgos litológicos de la arenisca Sussex del Cretácico. Las características recurrentes en respuesta a los registros del SP en combinación con uno de resistividad, son:

1) Unidades con altas resistividades y curva de SP desarrollada a la izquierda, fueron marcadas como arenas limpias y representan unidades de areniscas bien clasificadas con estratificación cruzada, libres de lutitas, laminación rippleada y tal vez unidades de areniscas conglomeráticas.

2) Intervalos caracterizados por el poco desarrollo del SP y curvas intermedias de resistividad, fueron marcados como lutitas y representan unidades de areniscas con laminaciones rippleadas y unidades de lutitas bioturbadas.

3) Intervalos con poco desarrollo del SP, si existe y baja resistividad, fueron marcados como mezclas de arena y representan mudstones limosos o arenosos bioturbados y unidades de lutitas con delgados lentes de grano fino.

4) Unidades sin desarrollo de SP y bajas resistividades representan mudstones lutíticos arcillosos.

Estos contrastes en las respuestas para varios tipos de rocas, asignando secuencias de barra ascendentemente gruesa y canales ascendentemente finos junto con depósitos posteriores se muestran en la fig. III-78.

### **III.3.6 C PLATAFORMAS CARBONATADAS (DEPÓSITOS MARGINALES ARRECIFALES).**

En la constante pugna de los levantamientos tectónicos contra la subsidencia y sedimentación, se pueden reconocer patrones sedimentarios que se establecen durante varias etapas del relleno de cuenca. Las facies carbonatadas de plataforma forman uno de estos patrones.

Estas plataformas consisten de extensas áreas en aguas someras bordeadas hacia el continente por sedimentos terrígenos y hacia el mar por el talud. Una subdivisión idealizada del espectro de plataformas de facies carbonatadas comprende nueve cinturones de facies

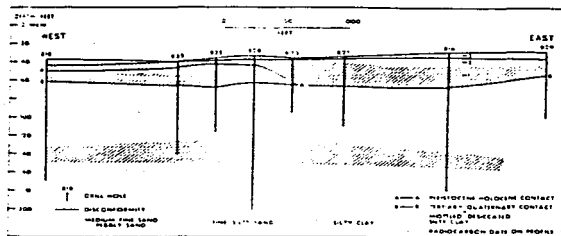


Fig III-76. Estratigrafía de la playa Haven Ridge en la plataforma interna de Nueva Jersey interpretada a partir de paleontología petrográfica, pozos, examinación radiométrica de núcleos y perfiles de reflexión sísmica.

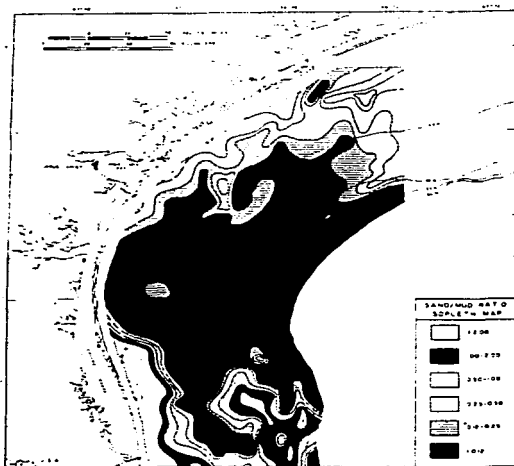


Fig III-77. Relación de arena/lodo en sedimentos de la plataforma continental en Texas. (Berryhill).

básicas, fig. III-79, donde se puede observar la complejidad de estos depósitos y la dificultad de delimitar el ambiente transicional del marino.

Los depósitos son formados en amplios y continuos mantos, con predominio de los sedimentos carbonatados. Los depósitos de la plataforma media tienen las siguientes características:

- 1) Se encuentran en aguas marinas someras de salinidad normal.
- 2) La profundidad varía en pocas decenas de metros.
- 3) Temperatura de 10 a 30° C.
- 4) Generalmente con agua bien oxigenada.

Existen varios criterios para el reconocimiento de las facies de plataforma:

- 1) Incluye varias formas de fauna.
- 2) La textura de los carbonatos es generalmente lodosa con packstones y wackstones. Los bancos de arena y arrecifes producen acumulaciones locales de boundstones y grainstones.
- 3) La estratificación varía en espesor, con lentes o formas acuñadas. Lechos delgados de lutitas pueden interrumpir la secuencia de la plataforma de calizas a dolomías.
- 4) Las estructuras sedimentarias como, intensa bioturbación, burrows, estratificación nodular y flaser, son comunes.

Los sedimentos de plataforma originales consisten de minerales de aragonita y calcita rica en Mg como lodo carbonatado con cierto porcentaje de granos. La porosidad primaria es alta (40 a 70 %) y la permeabilidad es baja. La matriz lodosa cambia a micrita, la cual consiste de mosaicos de delgados rombos de calcita reduciendo la porosidad (10 a 5 %) y también la permeabilidad (< 10 mD). Muchas calizas antiguas son completamente densas. Sólo ciertos ambientes deposicionales y condiciones diagenéticas preservan la porosidad y permeabilidad suficientes para formar yacimientos.

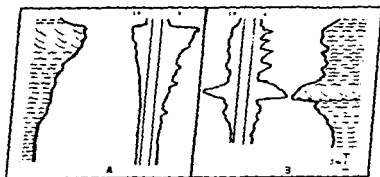
Las facies de plataforma media potenciales para el aceite, gas y agua ocurren en bancos de arena, parches arrecifales, dolomitas y lechos horizontales con pocas disconformidades. Muchas plataformas tienen una porosidad ineficiente atribuida a la diseminación de finos en los espacios porosos de la matriz o en la porosidad móldica aislada, debido a la disolución.

### RESPUESTA DE LOS REGISTROS.

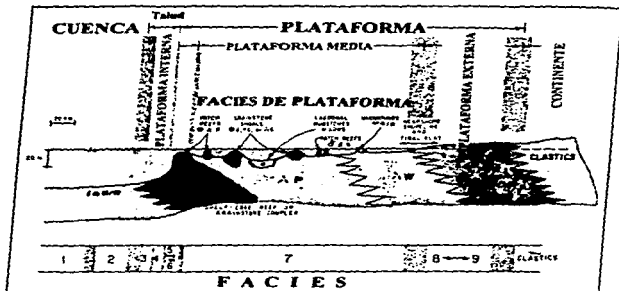
Generalmente, la interpretación de las secuencias de carbonatos es derivada del análisis de registros geofísicos.

La presencia de diversos factores en los carbonatos dificultan su interpretación:

- (1). Ocurren complejas mineralogías, como gradaciones de caliza a dolomía y un amplio rango de tipo de rocas con interestratificaciones de evaporitas, lutitas y limolitas.



**Fig III-78.** Respuestas a los registros de resistividad y SP. A secuencia de barra marina. B secuencia de canal relleno en la arenisca Sussex Bremer, (1979).



**Fig III-79.** Perfil que muestra las facies de plataforma y sus principales subdivisiones, según Wilson.



- 2) Hasta las secuencias puras de calizas también contienen texturas heterogéneas, como wackstones gradando a packstones.
- 3) Los efectos diagenéticos son más severos en los carbonatos que en los clastos, complicando su porosidad.
- 4) El reconocimiento a partir de registros mecánicos puede ser problemático.

Con estas limitaciones es evidente la combinación de registros que permitan el reconocimiento. Una serie de combinaciones efectivas de registros es el ISF-SONIC, donde se incluyen:

- 1) **REGISTRO SÓNICO.** Utilizado para evaluar la porosidad.
- 2) **REGISTRO DE RAYOS GAMMA.** Util para indicar estratos de lutitas por su alta radiactividad natural.
- 3) **REGISTRO DE INDUCCIÓN.** Reúne datos de resistividad para la evaluación del contenido de fluidos y la saturación.
- 4) **ESFÉRICO ENFOCADO.** Para determinar resistividad. La penetración somera es para evaluar la formación. Interpretaciones más cuantitativas pueden ser hechas si se corre también un registro de densidad, el cual mide la porosidad total con precisión de 1 a 2%.
- 5) **NEUTRÓN.** Es común su corrida junto con el sónico y de densidad. Las litologías y porosidad pueden ser también determinadas.

La respuesta de los registros en las plataformas carbonatadas tiende a ser más uniforme en el ambiente medio, donde los depósitos en mantos predominan. Como ya se ha mencionado, los posibles yacimientos se encuentran en parches arrecifales, bancos de grainstones y dolomitas tabulares, fig. III-80. Los registros geofísicos pueden indicar la porosidad y litologías básicas, pero para estudios más detallados son necesarias muestras de núcleos, fig. III-81.

### ARRECIFES MARGINALES DE PLATAFORMA.

Los arrecifes de la plataforma varían desde barreras continuas a parches aislados, distribuidos irregularmente a lo largo de ésta, Fig. III-82.

El tipo más complejo de plataforma será la que se encuentra bordeada por arrecifes. Las islas barrera estarán bien zonificadas, si el frente está bien desarrollado y hay intensa acción de las olas, pero la zonificación será débil si el frente declina gradualmente hacia el mar. Los parches arrecifales sobre la plataforma en las islas barrera son circulares, elípticos o irregulares en el plano y a veces son lo suficientemente grandes para formar sus propios lagos.

Los parches arrecifales comunmente forman una amplia variedad de litofacies comparadas con las de las barreras arrecifales, los espesores estratigráficos dependen de la subsidencia.

TIPO DE POROSIDAD	POROSIDAD (%)	UNIDAD LITOLÓGICA	FACIES	ASIENTOS DE POSICIONAL	TAMAÑO DE GRANO	Distribución
	50 25 0				Grande Pequeño	baja alta
Inter-ombica			M. Mudos y H. dolomíticos y Bantolites algales	Llanuras de marea y planicies de lodos supramarales		
Módica			Wackstones dolomíticos	De lagos restringido		
Inter-particula			Gramstones esqueléticos.	Complexo de playas Shofalce		
Módica						
Inter-ombica			Rudotas, Bantolones*	Panizas arrecifales de rudotas y restos de arrecifes.		
Módica			Gramstones esqueléticos y wackstones	De plataforma somera y planicie de gravas.		
Inter-ombica			Wackstones esqueléticos fragmentos de plantas	Marino		

Fig III-80. Sección de la caliza Edwards que muestra las litofacies de ambientes deposicionales y distribución de la porosidad (Kerr, 1977).

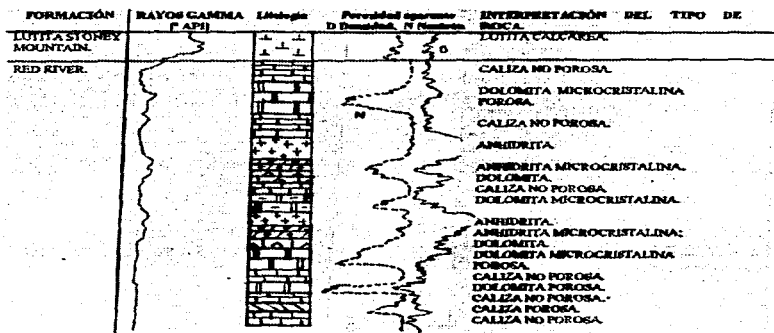


Fig III-81. Uso de registros de densidad y neutrón en la interpretación de estratos de carbonatos, mostrando la relación de la litología con el análisis petrográfico. (Asquit, 1979).



Fig III-82. Diagrama idealizado que ilustra las facies de la plataforma carbonatada. El margen de la plataforma lo delimitan barreras arrecifales y montículos arrecifales aislados.

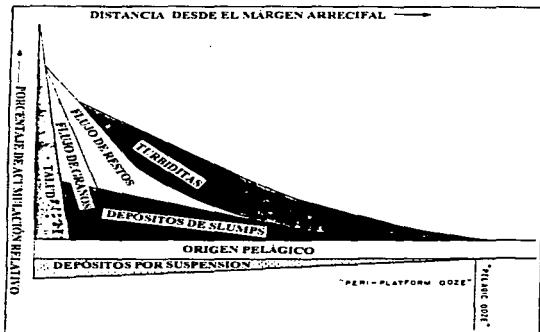


Fig III-83. Diagrama que muestra la proporción y el origen de los sedimentos depositados en el frente del talud.

### SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA.

Existe una extremada variación de los depósitos arrecifales del frente del talud. El tamaño de las partículas va desde microfósiles a grandes partículas sedimentarias conocidas como bloques. La fig. III-83 sugiere que la progradación del frente arrecifal del talud deberá producir una sucesión reconocible de facies, a pesar de la extrema digitación.

James (1978), presentó un modelo esquemático que muestra las tendencias generales, con restringidas interestratificaciones de calizas pelágicas y hemipelágicas, Fig. III-84.

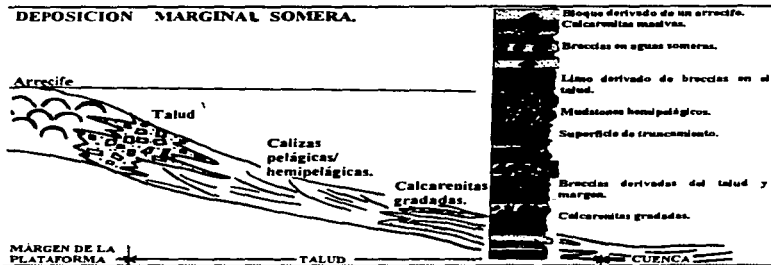
El ejemplo mejor conocido de producción petrolera en calizas arrecifales, se presenta en Poza Rica, Ver., en una serie de campos de aceite y gas. Las rocas almacenadoras se localizan en la caliza Tamabra. Los fragmentos de rudistas y grainstones probablemente resultaron del flujo gravitacional y constituyen la litología más importante.

La porosidad incluye poros intergranulares, pero la porosidad móldica resultante de los esqueletos de rudistas es la más importante. El entrapamiento está dado en porciones de las facies de las calizas basales que coinciden con el suave anticlinal. El sello lo forman los lodos pelágicos no porosos del cretácico superior.

Es difícil el acceso a algunos depósitos de plataforma antiguos, ya que muchos no han sido identificados como tales; sin embargo, el potencial para acumulaciones económicas de gas y aceite en facies de areniscas de estos depósitos es alto.

Los depósitos de plataforma proporcionan cuatro aspectos necesarios para la acumulación de hidrocarburos:

- 1). Potenciales rocas generadoras.
- 2). Potenciales rocas almacenadoras.
- 3). Situaciones de entrapamiento.
- 4). Tiempo y profundidad de sepultamiento necesarios para la generación de hidrocarburos.



**Fig III-84.** Modelo esquemático de talud a profundidades someras con predominio de arrecifes marginales, la deposición de carbonatos ilustra la secuencia hipotética de estos depósitos (der).

### **III.3.7 AMBIENTE MARINO PROFUNDO. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DE TALUD.**

Heezen (1959) definió el talud continental como aquellas partes de los márgenes continentales con pendientes aproximadas de 60°. El talud continental ocurre en el mundo como partes marcadas de descenso de la plataforma continental. Cubre aproximadamente el 7% de las superficies sumergidas pero sus longitudes totales exceden a los 11,000,000 de km. ocupando un área total de 6,000,000 de km<sup>2</sup>. Los taludes típicamente empiezan desde el rompimiento de la plataforma a aproximadamente 200 a 400 m de profundidad.

Los rasgos más comunes del talud continental son las redes de marcados cañones y pequeñas barrancas. Los cañones normalmente atraviesan el talud perpendicularmente o con un alto ángulo respecto a su rompimiento. Los cañones y barrancas a veces son conectados en sistemas tributarios, contrastando con los sistemas distributarios de los abanicos submarinos.

Otro rasgo importante del talud incluye cuencas, diapiros y bloques afallados. Las cuencas del talud tienen áreas mayores a las decenas de km<sup>2</sup>, formadas por deformaciones de los cañones debidas al tectonismo y levantamientos locales o diapirismo. Estas pequeñas cuencas pueden variar significativamente la secuencia litológica.

El transporte de masas de material es el mayor proceso sobre el talud. La Tabla III-12; resume las características de los principales tipos de transporte de masas.

#### **UNIDADES SEDIMENTARIAS PRINCIPALES SOBRE EL TALUD.**

La secuencia sedimentaria es dividida en cuatro unidades principales:



- 1) Unidades intactas (in-situ) de sedimentos pelágicos y hemipelágicos.
- 2) Sedimentos deformados caóticamente.
- 3) Depósitos de sedimentos por flujo gravitacional.
- 4) Construcciones biológicas en aguas profundas.

Las proporciones de estas unidades sobre el talud varían. Debido a la falta de masa, un alto porcentaje de estas secuencias pueden contener material alóctono, por ejemplo de un 40 a 50% de algunas secuencias antiguas de talud consisten de depósitos de masas transportadas.

##### **1) SEDIMENTOS IN-SITU.**

El principal origen de la información de los sedimentos intactos de talud son los datos de reflexión sísmica y núcleos, tomados en el proyecto Deep Sea Drilling Project.

**Tabla III-12. Principales tipos de procesos de transporte de masas de sedimentos sobre el talud y criterios para su reconocimiento.**

TIPO DE TRANSPORTE DE MASAS			Mecanismo de transporte y soporte del sedimento dominante	Estructuras sedimentarias y geometría de los lechos
Caída de rocas			Caida libre y rodamiento simple de bloques a lo largo del talud	Estructura soportada por granos, matriz variable. Los lechos pueden ser elongados, paralelos al talud y estrechos perpendicularmente al mismo.
R E S B A L A M I E R O T A C I O N A L (S L U M P)	Traslación (GLIDE)	E L A S T I C O	El rebalamiento puede comportarse elásticamente en la cima, plásticamente en la base y en las delgadas margenes laterales	
	Rotacional (S L U M P)		El movimiento puede ser elástico o elástico y plástico	
F L U J O	Flujo de restos o lodos (Avalanchas)	P L A S T I C O	Clastos soportados sobre la base de los lechos por fuerzas cohesivas de la matriz de lodo y clastos flotando, pueden iniciar el movimiento por grandes distancias en talud de bajo ángulo	Los clastos pueden exhibir una fábrica aleatoria a través de los lechos orientados subparalelamente a las unidades en la cima y base. Puede gradación inversa. El tamaño de los clastos y contenido de matriz varían. Ocurren mantos y canales con decenas de pies de espesor, miles de pies de longitud y amplitud variable.
	Flujo de granos		La cohesión de sedimentos, soportada a presión; usualmente necesitan marcados taludes para iniciar y continuar el movimiento talud abajo	Masas. Clastos con sus dimensiones mayores paralelas al flujo e imbricados con posible gradación inversa próxima a la base
G R A V I T A C I O N A L		F	Los sedimentos cohesionados están soportados por el desplazamiento ascendente del fluido (dilatación), como una estructura de empuje suelto que requiere taludes >3°	Diques en areniscas. Estratificación convoluta. Sedimentación homogénea.
		U L T I M O	Los sedimentos cohesionados son soportados por el movimiento ascendente de los fluidos empujando de los poros	
	Corrientes de turbiditas	O	Clastos inmersos en turbulencia, moviéndose grandes distancias a lo largo del talud con bajo ángulo	Secuencia Bouma. Varios metros de espesor, de decenas a miles de metros de longitud, amplitudes variables

Datos de reflexión sísmica obtenidos en el Golfo de México han sido útiles para la realización de tablas de geometría y litofacies observadas. Estas correlaciones litológicas y estratigráficas deben ser aplicadas con precaución a otras regiones.

Taludes pasivos típicos se muestran en la fig. III-85. Estos perfiles muestran prominentes rompimientos de plataforma-talud y levantamientos continentales. La fig. III-86 de reflexión sísmica de baja resolución, muestra geometrías encontradas comúnmente en secuencias de talud moderno.

Datos de alta resolución (3.5 Hz a 800 Hz y longitudes de onda de 0.5 a 3 m) hacen posible la realización de imágenes más detalladas. En estos perfiles se puede observar el truncamiento de superficies. Desafortunadamente no se pueden obtener núcleos más internos, por lo que el conocimiento del tipo de litofacies estará basado en los sedimentos superficiales.

La naturaleza pelágica del talud continental perforado por DSDP es discutido por Gardner (1977). El sugiere tres explicaciones de la ausencia de material terrígeno.

- a). El material grueso es capturado y confinado a los sistemas de cañones submarinos.
- b). Los pocos restos gruesos se esparcen fuera del continente y plataforma.
- c). Los sedimentos terrígenos gruesos pueden ser atrapados en estuarios o en las plataformas adyacentes.

A través de la columna litológica de los sedimentos intactos se exhiben rasgos comunes, lechos planos, casi paralelos con continuidad en decenas de metros y discontinuos, ondulados. Los sedimentos intactos también son caracterizados por delgadas láminas de algunos mm de espesor. Las rocas típicas son de grano fino e incluyen limos, mudstones, mudstones argiláceos, marlstones y limolitas. Estas rocas comúnmente contienen materia orgánica, carbón, piritita y concreciones de siderita y ankerita.

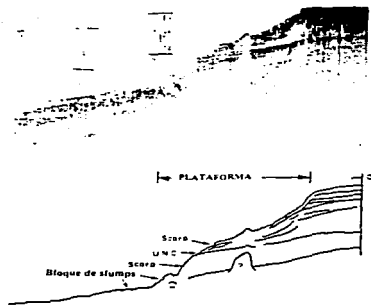
## **2) SEDIMENTOS DEFORMADOS CAÓTICAMENTE (SLUMPS Y RESBALAMIENTO).**

Evidencias de movimientos de masas y particularmente slumps (resbalamiento rotacional) provienen de perfiles de reflexión sísmica, identificándose con más frecuencia el resbalamiento rotacional que el translacional.

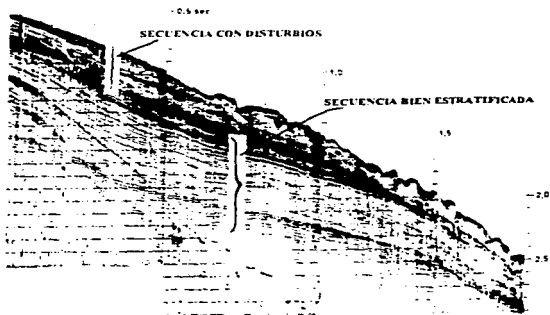
En bloques de slumps al Este de E.U. y Norte de California, se pueden observar patrones característicos del relieve, lechos gradados y deformación interna no aparente. Las zonas de resbalamiento son comúnmente asociadas con cañones, barrancas y otros rasgos sobre el talud de complicada geometría, fig. III-87.

Núcleos obtenidos en Campeche claramente muestran los efectos del transporte de masas. La intensa deformación en estos núcleos sugiere que los lechos plásticos originales se deformaron y empezaron a romperse en clastos individuales,<sup>(1)</sup>

(1) Referencias al final.



**Fig III-85.** Margen continental al Sureste del Mar de Bering, que muestra las disconformidades del talud, por reflexiones sísmicas.



**Fig III-86.** Talud continental al Oeste de África, donde se pueden observar secciones bien estratificadas, bajo una secuencia con disturbios, (Seibold & Hinz, 1974).



La naturaleza indeformable en algunos casos refleja el problema de resolución limitada de los sistemas de reflexión sísmica convencional.

### **3) DEPÓSITOS DE SEDIMENTOS POR FLUJO GRAVITACIONAL.**

Pocas observaciones de flujos de masas sobre el talud moderno son evaluadas, particularmente debido a la necesidad de corroborar con núcleos. La información dada por los perfiles de reflexión sísmica dicen poco acerca de la matriz y estructura, pero muestran la geometría y estratificación interna.

Embley (1976), obtuvo registros sísmicos y núcleos al pie de los depósitos de flujo de restos, los cuales permiten la correlación y dan evidencias de la naturaleza del movimiento. Núcleos cortados en la sonda de Campeche muestran rasgos que pueden ser depósitos transicionales de resbalamiento y flujo de restos, fig. III-88.

Los sedimentos por flujo gravitacional comunmente se dividen en cinco tipos (ver Tabla III-12) El flujo de restos y corriente de turbiditas parecen ser los procesos dominantes en el transporte de grandes volúmenes, talud abajo.

Los depósitos de sedimentos por flujo gravitacional con frecuencia muestran rasgos que indican el transporte y deposición por más de un proceso. Durante el transporte de sedimentos, un proceso dominará en algún punto del tiempo y espacio; sin embargo, la secuencia del proceso de transporte puede actuar bajo la deposición real, registrándose los eventos de transportación y deposición finales.

#### **a). Depósitos por flujo de restos.**

El principal criterio para el reconocimiento de estos depósitos sobre taludes de carbonatos, es su apariencia masiva, pobremente clasificados, todo soportando restos y clastos que van desde arena hasta bloques. Ocasionalmente, los depósitos por flujo de restos son cubiertos por arenas carbonatadas masivas gradadas normalmente.

(Geoméricamente, estos depósitos se han descrito como mantos, con variaciones tanto laterales como talud abajo en el tamaño de grano y composición. Parecen ser comunes a las partes inferiores del talud, aunque también se han encontrado en el fondo de cuencas adyacentes).

La textura gruesa de los depósitos de flujo de restos ocurren en mantos y canales; contrastando con láminas oscuras de mudstones de facies pelágicas y hemipelágicas. La fig. III-89, resume las principales características del Devoniano, en Canadá.

### **b). Depósitos por flujo de granos.**

Los depósitos carbonatados inferidos a partir de verdaderos flujos de granos son raros en el registro geológico, debido a que se requieren inclinados taludes, lo que probablemente no resulta en unidades amplias de sedimentación.

Estos sedimentos han sido modificados por la presencia de matriz lodosa con alta concentración de clastos. Estos conglomerados exhiben lechos gradados inversamente, los clastos tienen una orientación paralela en la parte basal de los lechos, así como la presencia de carbonatos del tamaño de la arena y presencia de ripples.

### **c). Depósitos por corriente de turbidez.**

Los sedimentos depositados por corrientes de turbidez (turbiditas), son los componentes más obvios e importantes volumétricamente de las facies del talud inferior. Las turbiditas encontradas en la parte inferior del talud tienden a ser delgadas depósitos de grano grueso. En términos de la secuencia de Bouma, exhiben las facies A, A-B o A-C (ver las facies de abanicos submarinos). En cuencas adyacentes, las turbiditas son capas delgadas de grano fino (calclutitas y calcarenitas).

Esta sedimentación ocurre comúnmente en sistemas abanico-cañón.

Las facies de turbiditas comúnmente se desarrollan en mantos, lateralmente continuos.

Las turbiditas carbonatadas son comunes sobre y en la base del talud y en las cuencas distales. Tanto las turbiditas clásticas como las carbonatadas, son muy diversas en sus estructuras sedimentarias, textura, tipo de grano, geometría de los lechos y origen.

## **POROSIDAD Y PERMEABILIDAD**

El mejor ejemplo conocido de la producción de petróleo es en carbonatos de talud del Cretácico en México. Estos yacimientos están principalmente en depósitos de sedimentos carbonatados por flujo gravitacional. Otro yacimiento similar, pero menos productivo, ocurre en depósitos de la base de talud y cuenca de turbiditas y flujo de restos en Delaware, Texas. Estos yacimientos tienen de 15 a 30 km de longitud, desde el margen de la plataforma.

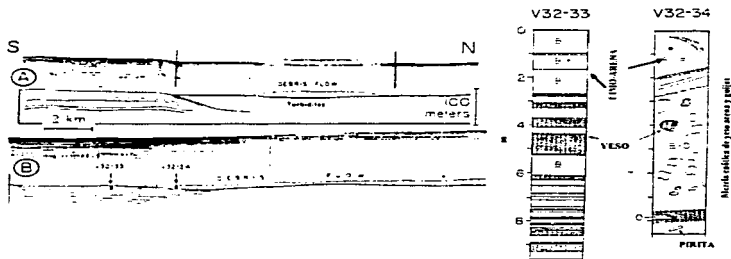
Tres tipos básicos de bancos de clastos derivados de restos forman estos yacimientos:

- 1) Megabrechas carbonatadas con clastos mayores a 6 m en una dimensión.
- 2) Depósitos por flujo de restos de guijas a guijarros (4 a 256 mm) y corrientes de turbidez.
- 3) Calcarenitas turbidíticas.

Todos estos depósitos son porosos, pero la mejor permeabilidad parece ocurrir en las calcarenitas turbidíticas, mucha de esta porosidad es de origen post-depositacional. La porosidad dominante es interpartícula, resultado de la selectiva deposición del lodo entre los granos de fusilínidos y crinoides. Otros tipos de porosidad incluyen por solución



**Fig III-87.** Sonografía (arriba) y bloque diagramático (abajo) de áreas de talud, en el Mar Céltico, mostrando cañones submarinos, barrancas y grandes secciones con slumps. (de Belderson & Stanley, 1976).



**Fig III-88.** Perfil sísmico y litologías de los núcleos V32-33 y V32-34.

biomórfica y fracturas. En contraste a los yacimientos en calcarenitas turbidíticas, los clastos y matriz de lodos oscura en los yacimientos de conglomerados son usualmente dolomitizados intensamente.

La porosidad en matriz lodosa dolomitizada es por solución de interpartículas y fracturas. Los clastos tienen porosidad intercrystalina, vesicular y fractural.

Los depósitos por transporte de masas, si bien son comunes en cuencas carbonatadas, también ocurren en amplios o acuñados mantos, fig III-90. El reconocimiento de la secuencia de abanicos submarinos, figs. III-91 y III-92, y las condiciones geológicas que controlan sus patrones sedimentológicos en áreas de máxima acumulación pueden ser potenciales yacimientos.



Fig III-89. Sketch generalizado de las principales características de los depósitos de carbonatos transportados por flujo de restos, donde se pueden observar grandes bloques intercalados en sedimentos muy finos, de las Montañas Rocallosas, en Canadá. (de Cook et al, 1972).

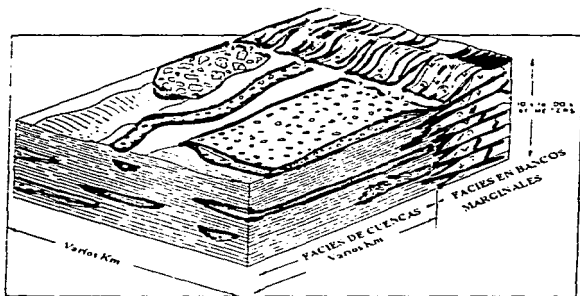


Fig III-90. Modelo deposicional de depósitos carbonatados generados de bancos y arrecifes marginales. Esta deposición comúnmente ocurre por flujo de restos y corrientes de turbidez, en amplios mantos. (de Cook et al, 1972).

Fig III-91. Modelo de abanico submarino, mostrando que los sedimentos se derivan de áreas próximas a la plataforma, sufriendo remodelamiento por resbalamiento y slumps, y que finalmente se depositan para conformar las diferentes partes de dicho abanico.  
 ( Cook & Egbert, 1981).

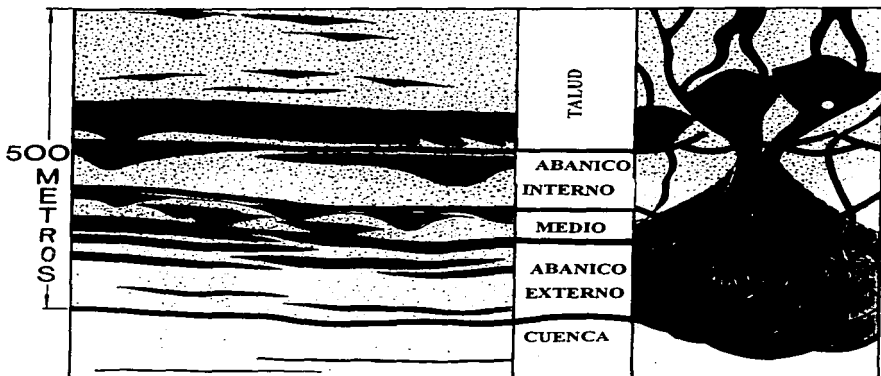


Fig III-92. Modelo esquemático de un abanico submarino, mostrando la secuencia de facies, laterales y verticales, que pueden ocurrir en un margen continental progradante.  
 ( Cook & Egbert, 1981).

### **III.3.8 AMBIENTE MARINO PROFUNDO. HETEROGENEIDADES GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA EN DEPÓSITOS DE ABANICOS SUBMARINOS (PIE DE TALUD - CUENCA).**

Los abanicos submarinos ocurren desde el ambiente marino profundo hasta los lagos de agua dulce. La depositación de los abanicos comprende todo un rango de procesos de flujo de masas.

A partir de datos oceanográficos se construyen modelos fisiográficos generalizados, compuestos de las siguientes partes: talud, canal/cañón, abanico interno (superior), medio, externo (inferior) y planicie de la cuenca. Los ambientes de depositación incluyen: canales, desembocaduras, intercanales y áreas de los frentes.

Los depósitos de abanicos pueden ser clasificados en siete litofacias, basadas en el tamaño de grano, fábrica, espesor y estructuras sedimentarias.

#### **REVISIÓN HISTÓRICA.**

Florer (1885), reconoció las corrientes de turbidez. Daly (1936), sugirió que el flujo por corrientes de turbidez, fuera de las plataformas continentales, pudieran ser agentes erosivos, formando cañones submarinos. Stetson & Smith (1938), pensaron que las corrientes de turbidez, fueron responsables del acarreo de los sedimentos finos al océano abierto. Kuennen (1937), experimentó con las corrientes de turbidez y posteriormente se enfocó a los procesos de transporte, responsables de los lechos y movimientos de los materiales terrígenos a través de los cañones a las cuencas oceánicas, más tarde argumentó que la aplicación del concepto de corriente de turbiditas explica, en gran parte, los enigmáticos rasgos de la secuencia flysh.

Bagnold (1954), indicó que bajo ciertas condiciones, el flujo de masas (granos en suspensión) podía ser sustentado por presión ascendente un poco más que por turbulencia, "el flujo de granos" empieza a acompañar a las turbiditas.

#### **OCURRENCIA.**

Los abanicos yacen sobre crestas oceánicas, estratos marinos, rocas cristalinas cratónicas y hasta sobre lechos no marinos interestratificados. Los abanicos están contruidos por material resedimentado, producto de flujo de masas.

Las características de los abanicos resultan de la interrelación compleja de numerosos aspectos, incluyendo: configuración de las cuencas, tectonismo (local o global), origen del sedimento, tamaño, flujo, clima y estabilidad del nivel del mar.

## PROCESOS SEDIMENTARIOS.

Dentro de los abanicos submarinos, la dispersión de los sedimentos es gobernada por una serie de mecanismos incluyendo rodamiento, suspensión, saltación, tracción y flujo de masas. Para muchos abanicos, el flujo de sedimentos terrígenos es alto y la sedimentación es dominada por procesos de flujo de masas. Los depósitos resultantes son considerados como lechos resedimentados, debido a que el material ha sido previamente depositado comúnmente en ambientes fluviales, costeros o de plataforma, antes de ser removidos. Cuatro posibles tipos de procesos son aplicables a la resedimentación: flujo de granos, corrientes de fluxoturbiditas, corrientes de turbidez y flujo fluidizado. Sin embargo, en muchos sedimentos redepositados son probablemente involucrados dos o más de estos mecanismos de transporte durante su recorrido hacia el sitio de la deposición.

Hacia el mar, el abanico puede ser subdividido en interno, medio y externo, fig. III-92. Los términos distal y proximal se refieren a la relativa separación entre el sedimento y su origen.

### PROGRADACIÓN Y RETROGRADACIÓN.

Pocos abanicos ocurren en régimen sedimentario estático, son más comunes los que gradan a través del tiempo y espacio.

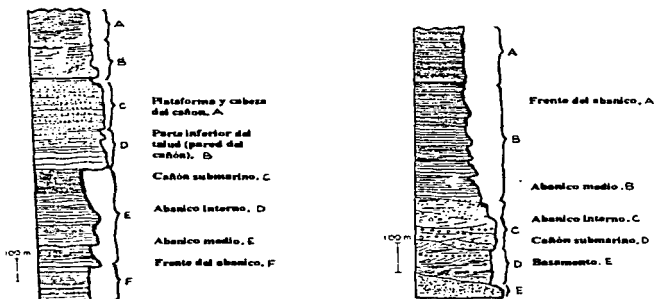
En una secuencia progradante, las litofacies ascendentes reflejan las localidades próximas sobre el abanico. Las circunstancias que pueden causar la progradación son: incremento en el flujo de sedimentos (debido al clima o procesos tectónicos), movimientos laterales del abanico (cambios en los cursos de los canales), elevaciones continentales (isostacia y tectonismo); así, el evento progradacional no está necesariamente relacionado a la regresión de la línea costera, fig. III-93 A.

En una secuencia retrogradante, las litofacies ascendentes indican el progresivo cambio de la deposición más lejana. Este puede ser causado por los mismos factores de la progradación, pero inversamente, fig. III-93 B.

La morfología y distribución de los depósitos sedimentarios modernos sobre los abanicos muestran la deposición detrítica, generalmente no uniforme; pocas corrientes de turbidez son capaces de extenderse a través de toda la cuenca o abanico. En cada deposición las turbiditas muestran disminución general en espesor y tamaño de grano lejos de su origen.

### LITOFACIES.

Mutti y Ricci Luchi (1972) y Walker y Mutti (1973), clasificaron los sedimentos de los abanicos en siete litofacies (A-G).



**Fig III-93.** Ejemplos de secuencias progradantes y retrogradantes. A, secuencia progradante en la formación Pigeon Point, del Cretácico superior, en California. B, secuencia retrogradante en la formación Ballency, del Eoceno y Oligoceno, en Nueva Zelanda, (Carter & Lindquist, 1977).

#### FACIES A.

Consiste de conglomerados y areniscas de grano grueso, con espesores generalmente mayores a 1 m, identificados por las variaciones en el tamaño de grano o la alineación de los restos de plantas. Los lechos de conglomerados pueden tener gradación normal o inversa. Las facies A están asociadas con las facies B y E. La facies A es el resultado de procesos como el flujo de restos, de granos, turbulencia o precipitación.

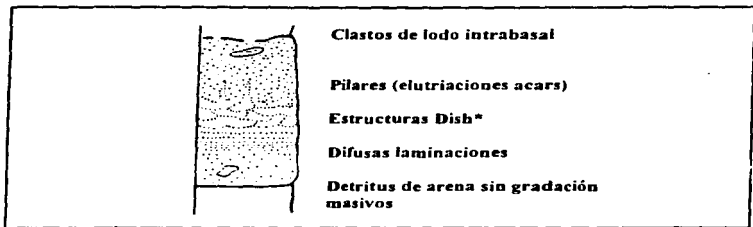
#### FACIES B.

Generalmente se compone de areniscas de grano grueso a medio, secuencias amplias y masivas, con mayor continuidad que la facies A. Los estratos típicos incluyen gránulos o fragmentos de lodo en la parte basal, con laminación paralela y estructuras "de pilares", fig. III-94. Los estratos de estas facies son comúnmente intercalados con estratos de la facies E y a veces con A, C y D. Cuando A y B ó B y C ocurren juntas, pueden darse todas las gradaciones, dificultando la subdivisión de cada unidad. La facies B, por lo general ocurre en canales (parte interna o media del abanico), reflejando los procesos de flujo de granos, y cuando son transicionales a la facies C, las corrientes de fluxoturbulencia pueden estar presentes.

#### FACIES C.

Comprende areniscas de grano grueso a fino, intercaladas con estratos de mudstones. Los lechos de areniscas son turbiditas clásticas.





**Fig III-94.** *Secuencia idealizada de las estructuras en la facies B, de areniscas con flujo de granos o fluxoturbiditas.* (de Stauffer, 1967).

Bouma (1962), subdividió a estas facies en seis intervalos (**Tep**, **Tet**, **Td**, **Tc**, **Tb**, **Ta**), que no siempre se desarrollan completamente, fig. III-95. El intervalo **e** (**Tep** y **Tet**) ha sido modificado para poder distinguir los lodos pelágicos de las turbiditas. **Tet** puede estar progredando a lodos terrígenos, mientras que **Tep** consiste de olitas calcáreas. El intervalo **Td** comúnmente está ausente o es difícil de distinguir de los intervalos **Tc** y **Te**.

Los lechos de areniscas tienen espesores de 0.25 a 2.5 m con gran continuidad lateral. La facies **C** se encuentra asociada a las partes superiores de los canales, en la parte media o externa del abanico o hasta en la planicie de la cuenca.

#### **FACIES D.**

Consiste de delgados lechos de areniscas tabulares y mudstones con gran continuidad. Cada lecho de areniscas está gradado y exhibe la parte superior de la secuencia de Bouma (intervalos de **Tc** a **Te**), con espesores de 0.05 a 0.25 m. Los estratos de la facies **D** son también de turbiditas distales, representando la deposición por flujo turbulento de baja densidad. El intervalo **Te** será de grano más fino y más amplio que **Tc** o **Td**.

#### **FACIES E.**

Consiste de delgados lechos de areniscas y mudstones con características internas que incluye estratificación flaser, arenas masivas y gradadas con ripples. Se diferencian de la facies **D** por:

- 1). Las arenas son de grano más grueso y con espesores similares.
- 2). Tienen una relación de areniscas/lutitas mayor.
- 3). Tienen lechos más delgados y numerosos.

TAMAÑO DE GRANO	INTERVALO	SUBDIVISIONES
LODO	Tep	Pelágicos.
	Tet	Caida de turbiditas, en forma masiva o gradada.
	Td	Laminacion paralela superior.
LIMO ARENA	Tc	Ripples, ondulaciones o laminacion convoluta.
	Tb	Laminacion paralela plana.
ARENA (granulos en la base)	Ta	Apariencia masiva, gradada.

Fig III-95. Secuencia idealizada completa (todos los intervalos de Ta a Te), mostrando las subdivisiones para intervalo Te, de turbiditas y hemipelágicas. (modified from *Lingen, 1969*).

La secuencia de Bouma no puede ser aplicada a la facies E, sin embargo, el intervalo Te-c, con pronunciada discontinuidad en el tamaño de grano, con frecuencia está presente. Esta facies se encuentra asociada con ambientes de canal, junto con las facies D y G. componen los bancos de depósitos de desembocadura. Los depósitos de esta facies representan una alta concentración de procesos de flujo gravitacional y por tracción, cerca a los canales marginales.

#### FACIES F.

La facies F consiste de depósitos removidos, mostrando procesos de resedimentación, ejemplos típicos están localizados en zonas de plegamientos de slumps, secuencias de mudstones con guijas, donde la matriz muestra mayores rasgos de flujo y deformación que de estratificación y zonas de bloques de slumps cerrados y aislados. Lateralmente muestra flujo de restos desorganizados, no propios de estas facies.

Como la facies F está formada por sedimentos con rasgos de slumps gravitacionales y resbalamiento, típicamente se encuentra cerca a la parte inferior del talud o a lo largo de los márgenes de canales, en las partes medias e internas de abanicos submarinos.

## FACIES G.

Los materiales que comprende esta facies son detritos pelágicos y hemipelágicos, con tendencias a formar mantos en lechos delgados y paralelos. La facies G es la mejor desarrollada en el talud e intercanales y menos común como relleno de canales abandonados, puede estar intercalada con unidades de las facies D y E. Los mecanismos de dispersión de los granos finos son aún poco entendidos y pueden involucrar diferentes combinaciones.

## ASOCIACIÓN DE FACIES.

Sin considerar el tamaño del abanico, muchos de éstos, antiguos o modernos, como ya se ha mencionado, pueden ser divididos en porciones interna, media y externa, junto con una planicie de cuenca y canales con cañones submarinos. Sin embargo, estas subdivisiones fisiográficas no necesariamente corresponden a todos los abanicos modernos.

## TALUD, CANALES Y CAÑONES SUBMARINOS.

Estos depósitos consisten principalmente de mudstones (facies G) con raros o amplios lechos de areniscas intercalados. Las marcas de slumps pueden presentarse en la parte superior del talud y las acumulaciones de depósito por slumps en la parte inferior.

En las arenas de los cañones son comunes las litofacies de A a F, pero también pueden ocurrir B, C, D y E.

## PORCIÓN INTERNA.

Es reconocida por depósitos masivos de litofacies A, B y F, con predominio de A. Las paredes de los valles de la parte interna son tipificadas por facies G de grano fino. Los depósitos de canal son de grano grueso, con limitada continuidad lateral y amplitud de 1 a 5 km. Pueden desarrollar formas rectas, trezadas o sinuosas, resultado del patrón sedimentológico.

## PORCIÓN MEDIA.

Esta área es representada por cuerpos de areniscas de las facies A, B y en menor proporción C. Los depósitos de canales, desembocaduras y bancos están formados por las facies E y D, frecuentemente con depósitos de granos gruesos. Los cambios laterales de los numerosos canales distribuidos resultan en delgadas secuencias ascendente-mente finas. Los ciclos individuales van desde pocos metros a más de 80 en espesor con desarrollo incompleto de facies E, D y G, que representan las arenas del frente.

## PORCIÓN EXTERNA.

Es la parte donde los canales distributarios terminan, las litofacies características son C y D. Esta parte se reconoce por la construcción de lóbulos con procesos progradantes, resultando

amplias secuencias ascendentes de grano grueso. En la cima de los estratos pueden estar presentes las litofacies **B** y raramente la **A**, gradando a lechos con características del abanico medio. Los lóbulos son generalmente extensos, con espesores menores a los 30 m. Unidades poco desarrolladas de las litofacies **C**, **D**, y **G** típicas del frente de la parte externa, fig. III-91.

### PLANICIE DE LAS CUENCAS.

Está representada por mudstones pelágicos y hemipelágicos (facies **C**), con extensos lechos laterales de facies **D**; de espesores uniformes y algunas facies de turbiditas, las cuales no exhiben ciclos verticales de amplios lechos o variación del tamaño de grano. Los depósitos de planicie pueden ser transicionales con depósitos del frente externo y de talud.

### ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS.

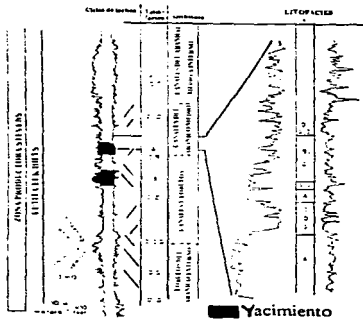
El principal objetivo al explotar el subsuelo en cuencas con depósitos de abanicos submarinos es el trazo de los canales rellenos de arena y la predicción de las áreas de lóbulos arenosos.

El ambiente reductor de las cuencas favorece las acumulaciones de restos orgánicos en todos hemipelágicos. Este origen potencial de los hidrocarburos se encuentra en lechos intercalados con depósitos de flujo de masas de grano grueso, estos lechos son más abundantes en las partes distales del abanico. Los amplios lechos arenosos, junto con los canales de grava y lóbulos deposicionales dan las condiciones ideales para migración y almacenamiento. Los depósitos de intercanales y lóbulos del frente, de grano fino, son las posibles zonas impermeables, que pueden dar sello al yacimiento.

Al sur de California se ha recuperado aceite del Terciario, de estratos de abanicos de turbiditas. En el mar del Norte, la zona principal de producción de los campos Frig y Forties son los depósitos lobulados en la parte superior del abanico, aunque originalmente los hidrocarburos se encontraban en lutitas del Jurásico, fig. III-96.

Los abanicos profundos, en el océano abierto, probablemente tienen bajo potencial de hidrocarburos debido a la pobre calidad de los estratos comparados con las lutitas de abanicos relativamente someros.

En la Tabla III-13 (continuación de la Tabla II-3), se resumen características de los principales ambientes sedimentarios, incluyendo los importantes para la Ingeniería Petrolera. Estas características incluyen: el modelo del depósito, tipo de sedimentos, cuerpos sedimentarios generados y sus esquemas, dimensiones promedio, expresión del buzamiento con respecto a la paleopendiente, perfiles de registros geofísicos, curvas de probabilidad del tamaño de grano típico, porosidad primaria y permeabilidad.



**Fig III-96.** Curvas del registro eléctrico de la zona productora Stevens, en la cuenca Elk Hills, mostrando la ocurrencia de las facies A, B, C, D, E y G. La designación de las facies fue hecha por L. F. Krystinck.

AMBIENTE	MEDIO	DEPÓSITO	MODELO DE DEPÓSITO	TIPO DE ARENA	CENIZO SÍLICEO (GRANOS)	ESQUEMA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS	DIMENSIONES PROMEDIO	EXPOSICIÓN DEL BUZAMIENTO	PAZIL DEL REGISTRO DE BILD		CURVA DE PROBABILIDAD DEL TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS EN ESCALA LOGARÍFICA	
									NO.	ESPESOR		
CONTINENTAL	FLUVIAL	ARABICO ALUVIAL		ARABICO ALUVIAL	ARABICO ALUVIAL PARTES DE LAS MONTAÑAS ALZANDO A PARTIR DE LA MONTAÑA		ESPEJOR DE POCOS METROS, APROXIMADAMENTE 300 m O MAS	BUZAMIENTO SUPRACONAL DE 2 A 15° EN EL CENTRO EN ZONAS DE TRINCHAS ESCALONADAS A LAS MONTAÑAS CON UN 10°		ERÉTICA, POLIAGONAL COMO EN LAS MONTAÑAS		
		CORRIENTES TRINCHADAS		TRINCHAS	CORRIENTES DE VERTICES CIRCULARES CON LA CILINDRICALIDAD		30 A 40 KM DE EXTENSION SUPERIORES DE 1 A 15 m ANCHOS DE 250 m A 20 KM LONGITUD DE 8 A 160 m			SUPRACON TRACCION		
		CORRIENTES DE MEANDROS		MEANDROS	CORRIENTES DE VERTICES CIRCULARES PARA ALZAR CON LA CILINDRICALIDAD						SUPRACON TRACCION	
	EOLICO	DUNAS COSTERAS DESERTICAS			DUNA EOLICA	MANTOS CURVADOS DE SER TO ORJEN		CON ESPESOR DE 10 A 3 m Y LONGITUD DE 1000 m			SUPRACON TRACCION	
			DELTA	A PLANICIE DELTICA DISTINGIDA		BANCA INTERDISTRIBUCION (A1)	PRISMAS		EXTENSION DE 11 A 10 KM Y ESPESOR DE 1 A 11 m			
				B PLANICIE DELTICA SUBACUOSA		CANAL DISTRIBUCION (A2)	PRISMAS					
TRANSICIONAL	COSTAS INTER-DELTAICAS	PLANICIE COSTERA		LLANAS DE MARSA (1)	PRISMAS		LONGITUD DE 10 A 15 KM ANCHOS DE 10 A 25 m			CANAL PLANA		
		PLANICIE SUBACUOSA (PLATAFORMA INTERNA)		PRISMAS	PRISMAS							
	COSTAS INTER-DELTAICAS	PLANICIE COSTERA		LLANAS DE MARSA (1)	PRISMAS							
		PLANICIE SUBACUOSA (PLATAFORMA INTERNA)		PRISMAS	PRISMAS							
MARINO	MARINO SOMERIO	ZONA MARICA PLATAFORMA INTERNA EXTERNA		PARLIS Y BANCA MARICA	EN PLANICIE DE MARICA		ESPEJOR = 10m, EXTENSION DE POCOS METROS EN UNA SOLA DIRECCION	EN SUS FLANCOS TIENE UNA PENDIENTE APROXIMADA DE 10°		EL TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS VA DE MENOR A MAYOR EN UN MISMO PUNTO DE LAS SEDIMENTARIAS.		
		CANAL PROFUNDO (CANAL)		PARLIS Y BANCA MARICA	EN PLANICIE DE MARICA							
	MARINO PROFUNDO	ARABICO ALUVIAL (CANAL)		TURBIDENTAS	ARABICO ALUVIAL (CANAL)							

TABLA III-13. RESUMEN DE LOS PRINCIPALES CUERPOS SEDIMENTARIOS, RECOPIADO DE CONYBARE, GLAISTER & NELSON, PIRSON, SELLEY, SHELTON, VISHNER, MODIFICADO POR A. HERNANDEZ Y C. FLORES, (1997).

DEPÓSITO	MODELO DEL DEPÓSITO	TIPO DE ARENA	ENTRADA DE SEDIMENTOS (GENERAL)	FORMA DE FORMACIÓN SEDIMENTARIA	DIMENSIONES PROXIMAS	ENTRADA DE SEDIMENTOS (DETALLE) 0-10-20-30	PROFIL DEL REGISTRO GEOLÓGICO (GENERAL) (PRINCIPALES CANTOS CALABAZA)	CURVA DE PROBABILIDAD DEL TAMAÑO DE GRANULOMETRÍA (ESCALA LOGARÍFICA)	POROSIDAD PRIMARIA, PERMEABILIDAD, ISOTROPÍA ETC.
ABANICO ALUVIAL		ABANICO ALUVIAL	ABANICO ALUVIAL: PAREDE DE LAS MONTAÑAS: MATERIAL: FUENTE DE LA MONTAÑA		15 PISOS DE POCOS METROS, APROXIMADAMENTE 300 m O MAS	BUZAMIENTO DE PUNTO: DEPÓSITO EN ZONAS DE TRINCHAS CERCANAS A LAS MONTAÑAS CON MASAS		GRÁFICA: POLIMODAL COMO EN LAS FIGURAS	POROSIDAD ESTRECHAMENTE VARIABLE, DEPENDIENDO DEL ORIGEN DEL MATERIAL, CLIMA, DIRECCIÓN DEL VIENTO, ETC.
CORRIENTES TRENZADAS		TRENZAS	CORRIENTES TRENZADAS: ENTRENDES: PARALELOS: CON EL PALLO PROYECTIVO: MANTOS		20 a 40 Km DE EXTENSION: FUERTES DE 5 a 7 m: ANCHO DE 250 m A 200 m: LONGITUD DE A 100 m			SUSPENSION TRACCIÓN	LA PERMEABILIDAD VARIA DE EXCELENTE A POBRE
CORRIENTES DE MEANDROS		MEANDROS	CORRIENTES DE MEANDROS: ENTRENDES: PARALELOS: CON EL PALLO PROYECTIVO: MANTOS		CON UN ESPESOR DE 3 m Y LONGITUD DE 1000 m			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD BUENA EN LOS DEPÓSITOS EN CANAL, PERO PUEDE SER INTERDISPERSA POR CAPAS CEMENTADAS O ESTAR LENTECIADA
DIUNAS COSTERAS PERIÓDICAS		DIUNA LÓDICA	MANTOS: CIENAS: AEROS: DE SU ORIGEN		CON UN ESPESOR DE 3 m Y LONGITUD DE 1000 m			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD MUY BUENA EN LOS LÍMITES DE LA DIUNA, LA SEVE REDUCIDA POR LOS FINES EN EL FONDO, PERO ES ALTA PARALELAMENTE CON LAS LAMINACIONES
A PLANICIE DE LAICA (DETERMINADA)		BARRAS INTERDISTRIBUARIAS (127) PANTANOS (127) CANAL DISTRIBUTARIO (127) UNAS MONTAÑAS (127)	PREMAS		EXTENSION DE 11 a 8 Km Y ESPESOR DE 3 a 11 m			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD BUENA PERO CON INTERDIGITACIONES DE DEPÓSITOS FINOS EN LAS MARGENES LATERALES
B PLANICIE DE LAICA (SUBCOSTERA)		FRENTE DE LAICA (128) PROCLITA (128)	PREMAS		LONGITUD DE 10 a 11 Km, ANCHO DE 10 a 11 m			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD BUENA, PERO DISMINUYE EN LAS MARGENES. LA DIUNA PUEDE ESTAR CEMENTADA CON CARBONATOS
PLANICIE COSTERA		LLANURAS DE MAR (129) ISLAS RECORRIERAS (129) ARENAS TRANSGRESIVAS (129)	PREMAS		BUZAMIENTO REGIONAL: EN PUNTO BAY Y CANALES			SUSPENSION TRACCIÓN	LA POROSIDAD EN LAS PARTES DE LA DIUNA, PERO MUY SECCIONADA POR LAM.
PLANICIE SUBCOSTERA (PLATAFORMA MEDIA)		CORRIENTES Y BANCOS DE ARENA	PREMAS		CORRIENTES CON ANCHO DE 2 a 18 Km, LARGO DE 2 a 10 m, ESPESOR DE 2 a 10 m, 300 m DE ESPESOR			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD MUY BUENA CUANDO NO HAY CEMENTACION POR CARBONATOS
ZONA PERIÓDICA (PLATAFORMA MEDIA-EXTERNA)		PARQUE DE MONTAÑAS: BARRAS Y AREAS CIRCULARES	PREMAS		EN PLANTA: PARQUE DE MONTAÑAS: BARRAS Y AREAS CIRCULARES: ELÍPTICAS O REDONDAS: BIOTRINAMAS	BUZAMIENTO REGIONAL: EN PUNTO BAY Y CANALES		SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD DE EXCELENTE A BUENA, CUANDO HAY CEMENTACION POR CARBONATOS
CANAL Y CANALES (SUBCOSTERA)		ARENAS PROYECTIVAS: CANAL (DE LOS GRANDES)	PREMAS		15 PISOS DE 100 a 120 m: EN POCOS METROS: SIN MUY UNA SOLA DIRECCION	BUZAMIENTO REGIONAL: EN PUNTO BAY Y CANALES		SUSPENSION TRACCIÓN	LA POROSIDAD RESULTA DE LAS ESQUELETOS DE ORGANISMOS, MUY ALTA AL INICIO PERO DISMINUYE POR DIGENESIS
ABANICO SUBMARIÑO (DE TALUD COSTERO)		TURBIDENTAS	ABANICO SUBMARIÑO: CANALES		BUZAMIENTO REGIONAL: EN PUNTO BAY Y CANALES			SUSPENSION TRACCIÓN	POROSIDAD EXCELENTE

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES CUERPOS SEDIMENTARIOS, RECOPIADO DE CONYBARE, GLAISTER & NELSON, PIRSON, SELLEY, SHELTON, VISHER, VAN VEEN, Y OTROS. MODIFICADO POR A. HERNANDEZ Y C. FLORES, (1997).

## **CAPITULO IV.**

# **APLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS EN ESTUDIOS Y TRABAJOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.**

### **INTRODUCCIÓN.**

En los siguientes diez temas (IV.1 al IV.10) se señala la necesidad del conocimiento de las características y propiedades de los cuerpos sedimentarios tratados en los capítulos anteriores, para desarrollar varias de las principales actividades que se realizan en la ingeniería petrolera, para la producción de hidrocarburos.

### **IV.1 PERFORACIÓN DE POZOS.**

El objetivo de la perforación de pozos es crear conductos entre el yacimiento y la superficie. La perforación implica la rotación de una barrena, por medio de una tubería de perforación y la circulación de un fluido que remueva los recortes generados.

La correcta planeación de una perforación es clave para disminuir el costo total del pozo, ya que la selección apropiada del método de perforación, de los equipos y de las herramientas aumentará la eficiencia de operación.

La perforación abarca un amplio campo de actividades. Para el propósito de este trabajo sólo se discuten las que están relacionadas con aspectos geológico-petrofísicos, como las propiedades de los sedimentos o rocas y con el ambiente deposicional.

### **IV.1.A PROGRAMA DE DENSIDADES DE LODO DE PERFORACIÓN Y SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE ADEME O REVESTIMIENTO.**

El conocimiento de la existencia de la presión y una precisa relación con la profundidad, además de su distribución, son necesarias para la aplicación de técnicas apropiadas de perforación, programas de tuberías, métodos de terminación, evaluación del yacimiento y reducción de problemas durante la perforación.

El programa de densidades equivalentes de lodo de perforación, la selección del número de sarts de tuberías de ademe y sus respectivas profundidades, generalmente se basan considerando los gradientes de presión de formación y de fractura de los estratos a perforarse, fig IV-1.



La estimación de la presión de formación se puede realizar por diferentes métodos a partir de interpretaciones de registros eléctricos y acústicos. La reflexión sísmica ha sido el más importante medio para obtener tal información previa a la perforación.

A partir de datos sísmicos se puede estimar la profundidad y magnitud de la presión de formación. Numerosos análisis del tiempo de tránsito y factores como la litología y grado de compactación son predecibles a profundidad, consistiendo en una herramienta para estimar gradientes de presión de formación y fractura (Pf, Pff).

La presión en el fondo del pozo deberá mantenerse entre la presión que existe naturalmente en los fluidos de la formación y la presión máxima que resista la formación sin fracturarse, es decir, la presión en el fondo del pozo deberá mantenerse entre la presión de formación Pf y la de fractura Pff, por lo que es necesario su conocimiento para diseñar un programa de densidades de lodo que mantengan la presión deseada.

La presión de formación y la presión de fractura son dos parámetros en función de la profundidad muy importantes en la planeación y perforación de pozos.

#### PRESIÓN DE FORMACIÓN.

Una distribución de la presión en el subsuelo más simple y común ocurre en sedimentos someros, como los de un ambiente depositacional deltaico, fig IV- 2.

El material detrítico acarreado por un río hacia el mar va suelto en suspensión y se deposita. Este sedimento formado, inicialmente sin consolidar y sin compactar tiene porosidad y permeabilidad relativamente altas. El agua marina mezclada con estos sedimentos permanece en comunicación con el mar provocando una presión hidrostática.

Una vez que la depositación ha ocurrido, el peso de las partículas sólidas es soportado en puntos de contacto grano a grano, estableciendo un arreglo (empaquetamiento), por lo que los sólidos no influirán sobre la presión hidrostática de los fluidos y sólo dependerá de la densidad de estos. A grandes profundidades de sepultamiento y cuando continúa la depositación; los granos de roca previamente depositados estarán sujetos a una carga, causando su reacondicionamiento y reduciendo los espacios por compactación, disminuyendo por lo tanto la porosidad.

Cuando la presión de formación Pf es aproximadamente igual a la presión hidrostática para una profundidad vertical dada, se dice que es normal y se expresa en términos de gradientes hidrostáticos. La siguiente tabla muestra una serie de gradientes de presión de formación normal para diferentes áreas con una actividad de perforación considerable.

En muchos casos la presión de fractura encontrada es diferente a la correspondiente para esa profundidad por lo que se trata de una presión de fractura anormal o subnormal (mayor o menor a la presión de fractura normal).

**TABLA IV-1. Gradientes de presión de formación normal para diferentes áreas. (ref.4)**

LOCALIZACIÓN.	GRADIENTE DE PRESIÓN (psi/ft)	DENSIDAD EQUIVALENTE DEL AGUA (g/cm <sup>3</sup> )
OESTE DE TEXAS.	0.433	1.000
LÍNEA DE COSTA, GOLFO DE MÉXICO.	0.465	1.074
MAR DEL NORTE.	0.452	1.044
MALASIA.	0.442	1.021
DELTA MACKENZIE.	0.442	1.021
OESTE DE ÁFRICA.	0.442	1.021
CUENCA ANADARKO.	0.433	1.000
MONTAÑAS ROCALLOSAS.	0.436	1.007
CALIFORNIA.	0.439	1.014

Presiones de fractura anormales se han encontrado en porciones de muchas cuencas sedimentarias del mundo, su origen no es muy conocido, pero se han identificado mecanismos que pudieran causarlas. Estos mecanismos se relacionan generalmente a:

- Efectos de compactación.
- Efectos diagenéticos.
- Efectos por diferencias en densidad.
- Migración de fluidos.

#### **IV.1.B CONFIGURACIÓN DEL POZO.**

Es conveniente aprovechar las tendencias de inclinación que tienen las formaciones, pues ejercen un marcado efecto sobre el grado de desviación del pozo.

Con base en información geológica, los programas de tuberías de revestimiento y las propiedades del lodo de perforación, se podrá seleccionar la configuración del pozo más apropiada para la operación.

Existen generalmente tres tipos de pozos desviados o inclinados, fig IV-3:

**Tipo 1, fig IV-3:** Ángulo de inclinación constante hasta la profundidad del objetivo. Esta configuración se utiliza principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones donde la zona productora corresponde a un solo intervalo y no se requiere más de una tubería de revestimiento intermedia.

**Tipo 2, fig IV-3:** Esta configuración se denomina "S" y tiene como base perforar en zonas donde existen limitaciones por localizaciones del yacimiento.

**Tipo 3, fig IV-3:** Este tipo de configuración es especial para situaciones tales como las perforaciones de fallas o domos salinos o para reubicar la sección inferior del pozo.

La perforación direccional es un proceso en el cual se dirige al pozo a lo largo de alguna trayectoria, hasta llegar al objetivo.

El control de la desviación es un proceso que mantiene al agujero dentro de ciertos límites de inclinación con respecto a la vertical.

En la perforación direccional es necesario llevar un control constante de la inclinación y rumbo (dirección), a lo largo de todo el curso perforado hasta llegar al objetivo programado. Dentro de las principales aplicaciones de la perforación direccional se encuentran: la perforación de varios pozos desde una plataforma marina, localizaciones inaccesibles, perforación de domos salinos, perforación de zonas con fallas geológicas, pozos con problemas con accidentes mecánicos (pescados), perforación de pozos de alivio, etc.

También existen otros aspectos en los que el tipo de formación influye, como es el diseño del programa de barrenas.

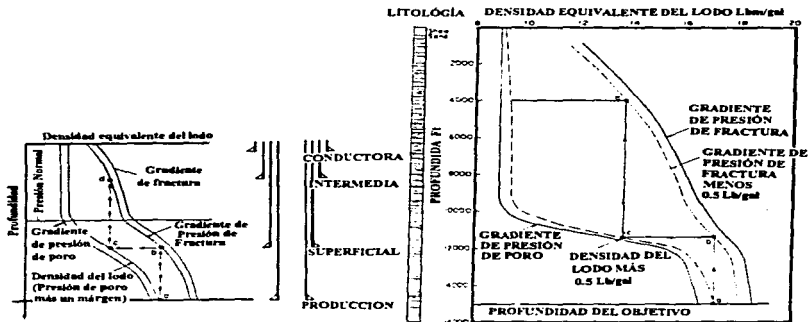


Fig IV-1. Relación entre la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento y gradientes de presión de fractura.

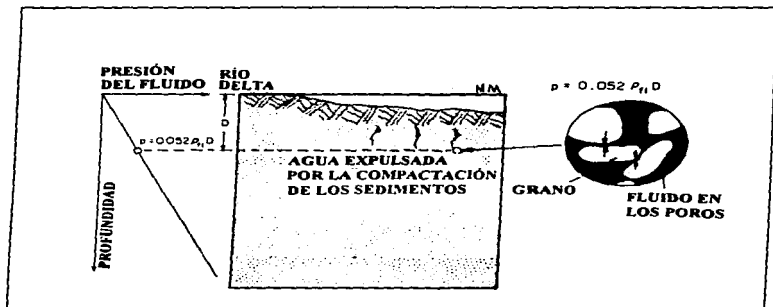


Fig IV-2. Distribución de la presión normal debida a los fluidos contenidos en los sedimentos, en éste caso se trata de sedimentos deltaicos someros.

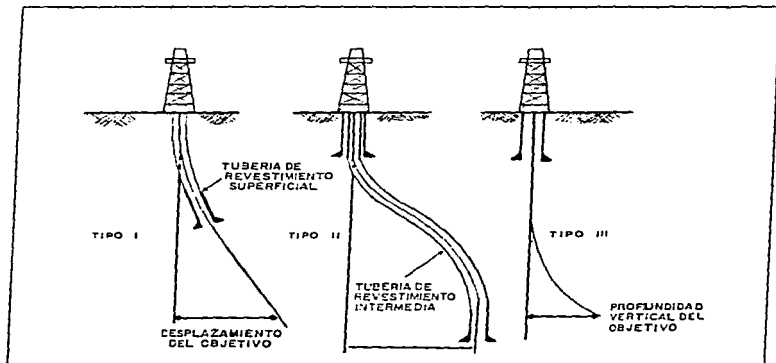


Fig IV-3. Trayectorias básicas de los pozos direccionales.

## **IV.2 TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.**

### **IV.2.A TERMINACIÓN DE POZOS.**

La terminación de un pozo es un conjunto de operaciones que se realizan para comunicar el pozo con la formación productora; frecuentemente, en la terminación se perfora la tubería de revestimiento, que es la que aísla a la zona productora.

El objetivo principal de una terminación es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, utilizando técnicas y equipo adecuados a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, etc. ).

Para realizar una terminación óptima es necesario disponer de toda la información posible recopilada durante la perforación. Esta información comprende las características de la columna geológica atravesada por la barrena así como el contenido, características y la distribución de los fluidos.

Para escoger un intervalo adecuado, el tipo de cuerpo arenoso que se va a abrir a producción debe analizarse desde el punto de vista del ambiente de depósito; por ejemplo: si se conoce el ambiente que originó al cuerpo litológico almacenador de hidrocarburos, se sabrá cualitativamente la variación de los valores de porosidad, permeabilidad y saturaciones, en sentido vertical o bien horizontal; por lo que de acuerdo con la secuencia vertical del cuerpo arenoso se podrá escoger el mejor intervalo para la terminación del pozo.

En esta etapa de la explotación, es necesario conocer el tipo de arcilla que contiene la roca y su probable distribución, para no dañar la formación.

Debe tomarse en cuenta que existe más arcilla en las zonas cercanas a las lutitas cuando existe un cambio de facies ya sea gradual, brusco o interdigitado, que en el caso de cuerpos arenosos que rellenan superficies erosionadas y donde la presencia y distribución de las arcillas se debe a los efectos de las diferentes energías del agente de transporte dentro del ambiente de depósito.

En el caso de formaciones no consolidadas, los granos invadirán el fondo del pozo (arenamiento), disminuyendo la productividad, erosionando las tuberías, bombas, etc. En algunos casos se colocan finas mallas en el pozo o se inyecta plástico, pero ninguno de estos métodos es totalmente eficiente. En formaciones moderadamente consolidadas, se cementa la tubería y se dispara para perforarla y establecer comunicación entre el pozo y la formación.

La compactación es función de la sobrecarga, tipo de cementante, profundidad de sepultamiento, temperatura, propiedades de la partícula, diagénesis, etc. que deben considerarse, pues de la compactación depende que un pozo se termine con o sin tubería de ademe.

Si las formaciones son duras e impermeables, se pueden estimular con un fracturamiento hidráulico para producir fracturas radiales verticales que se mantendrán abiertas con un sustentante. Esta operación no es funcional si se realiza próxima al contacto agua-aceite, ya que el agua avanzará por las fracturas.

Debido a las heterogeneidades del yacimiento, las terminaciones selectivas de pozos son deseables. Es costumbre estimular los estratos menos permeables. Las formaciones fracturadas hidráulicamente son más difíciles de terminar. Es posible hacer terminaciones múltiples; esto es: subdividir al yacimiento en zonas separadas por empacadores con su propia tubería de producción. Esto es costoso, pero más justificable que la perforación de pozos individuales terminados en cada zona, fig. IV-4.

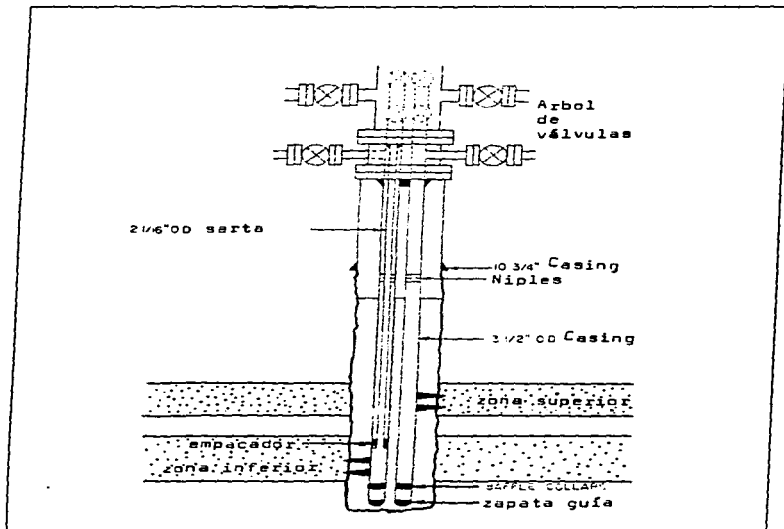


Fig IV-4. Terminación de un pozo con doble tubería de producción para producir simultáneamente desde dos estratos.

## **IV.2.B REPARACIÓN DE POZOS.**

La reparación de pozos es una operación posterior a la terminación. Las causas más comunes de reparación que se presentan en un pozo en explotación son varias, pero las más importantes son:

- Incrustación de parafinas o sales dentro de la tubería de producción.
- Obstrucción del intervalo productor por arenamiento.
- Agotamiento del intervalo en explotación.
- Presencia de gas o de agua en el pozo.
- Problemas mecánicos.
- Abatimiento de presión.

La intervención en un pozo en explotación estará en función del problema que se presente y deberá planearse y programarse considerando la costeabilidad. Las reparaciones pueden ser:

### **A. REPARACIÓN MAYOR.**

Esta intervención afecta al intervalo productor, tiene como objetivo ampliar el intervalo disparado, reducirlo o abrir uno nuevo, corregir daños en las tuberías de revestimiento y cementación.

### **B. REPARACIÓN MENOR.**

- Esta reparación no afecta al intervalo disparado, puede realizarse por:
- Obstrucción de la tubería de producción (acumulación de carbonatos o parafinas).
- Falla en el aparejo de producción.
- Falla en conexiones superficiales.
- Arenamiento u obstrucción de los disparos.

#### **Ejemplo de reparación mayor: Cementación forzada.**

La cementación forzada es uno de los tipos de reparación más complejos, si no se comprende perfectamente bien, el ambiente en el cual se desarrollará la operación, ésta sin duda fallará. Específicamente se realiza para:

- Controlar entradas de gas o agua en zonas de aceite.
- Reparar fugas en la tubería de revestimiento.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Abandono de zonas o pozos agotados.
- Bloqueo de cemento arriba y abajo de la zona productora.
- Reparar cementación primaria defectuosa. Fig IV-5.

Los factores que deben considerarse en una cementación forzada son:

- 1) Reinterpretación geológica, si existe.
- 2) Temperatura de fondo (estática y dinámica).
- 3) Presiones de fondo:
  - presión de fondo estática.
  - presión de sobrecarga.
  - fractura: presión /gradiente /orientación.
- 4) Tipo de rocas involucradas:
  - permeabilidad.
  - porosidad.
  - mojabilidad.
  - tipos de poros.
  - grado de fracturamiento.
- 5) Daño potencial a la formación.
- 6) Historia del pozo.
- \*7) Zonas de pérdida de circulación.
- \*8) Derrumbes.
- 9) Resultados de registros de adherencia del cemento.
- 10) Contactos agua-aceite, gas-aceite actuales y originales.
- 11) Diferentes diámetros de tubería, peso, tipo, resistencia al colapso /ruptura, cople, etc.

\* Factores afectados de una u otra forma por el tipo de depósito, así como la variación de sus características, propiedades y efectos postdeposicionales.

Los elementos del medio sedimentario (tipo de sedimentos, geometría de los granos, agentes de transporte, energía, factores químicos, biológicos, etc.) darán como resultado facies sedimentarias con características propias en su litología, estructuras sedimentarias, red de paleocorrientes, fósiles, etc., factores que a su vez influirán sobre la permeabilidad, porosidad, mojabilidad, tipo de poros, grado de compactación, etc., importantes cuando se planean operaciones que tengan que ver con la formación.

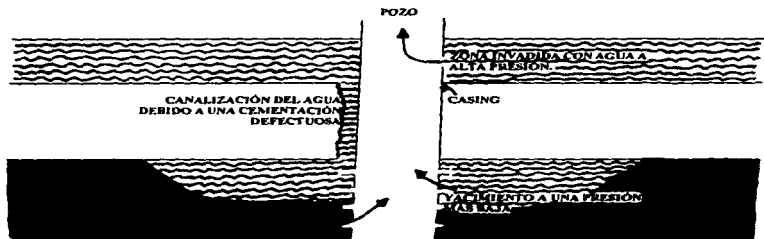


Fig IV-5. Esquema que muestra una cementación deficiente, permitiendo la invasión de fluidos de un estrato superior al intervalo disparado.



### **IV.3 DESARROLLO DE CAMPOS**

Una vez que se ha probado la existencia de un campo o yacimiento petrolero comercial se deberá determinar la extensión del campo, esto es, el área de la cual se obtendrá la producción y la posición de las secciones más productivas. El programa de desarrollo debe considerar los siguientes aspectos: espaciamiento y arreglo entre pozos, ritmo de desarrollo económico respecto al costo de perforación, precio de venta futura del aceite, costo del equipo adicional, la productividad, declinación de los pozos y rentabilidad.

En áreas remotas o marinas es extremadamente costosa la construcción de instalaciones, por ejemplo de plataformas, y consecuentemente no se puede pensar en el desarrollo hasta tener alguna idea del tamaño del campo y su posible productividad.

#### **IV.3.A GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO.**

##### **A.1 TAMAÑO DEL YACIMIENTO.**

Las areniscas están siempre estratificadas y son usualmente múltiples, separadas por delgados estratos de lutitas. Los cuerpos arenosos pueden representar playas, "point bars" o canales que fueron apilados a lo largo, uno sobre otro. La permeabilidad puede ser buena dentro de cada elemento, pero pobre de un elemento a otro. Las barreras impermeables son usualmente delgadas, como lo muestran los registros geofísicos.

Son necesarios intensos estudios para distinguir un cuerpo arenoso y determinar su permeabilidad individual. Si los pozos son perforados con suficiente proximidad es posible delinear cada estrato individual, con lo que se podrá realizar terminaciones selectivas para producir o inyectar fluidos a diferentes cuerpos arenosos bajo presiones diferentes.

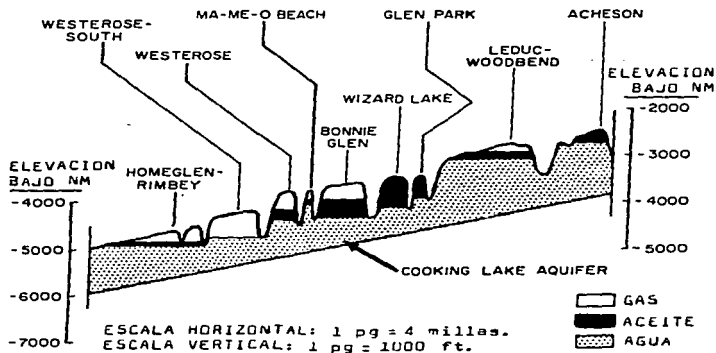
Los cuerpos arenosos son más continuos lateralmente, ayudando al movimiento de los fluidos paralelo a la estratificación. Desafortunadamente, los cuerpos arenosos son divididos por estratos con marcadas diferencias en permeabilidad. La heterogeneidad del yacimiento es la principal causa del fracaso de los métodos de recuperación.

Los carbonatos son más complejos para tratarse igual que las arenas. Algunos arrecifes tienen buena permeabilidad vertical, favorable para los empujes por segregación gravitacional o expansión del casquete de gas. La porosidad de fracturas es más común; la dirección de las fracturas puede ser determinada, pero no su espaciamiento promedio o posición real. El tamaño y del acuífero determina las condiciones bajo las cuales el campo producirá ya sea por empuje hidráulico o por gas disuelto.

Es común el avance del agua dentro del yacimiento y que luego se detenga, lo cual sugiere que el agua que invade al yacimiento viene de alguna expansión volumétrica del agua en el acuífero y si no existe reemplazamiento en la superficie la invasión se detendrá. Por otro lado, con más frecuencia se encuentra aceite en delgados yacimientos lenticulares de ambientes depositacionales próximos a las costas, probablemente debido a que no hubo

barreras impermeables que detuvieran al aceite, lo cual es muy importante para hacer suposiciones iniciales del tamaño del acuífero en los nuevos campos descubiertos, el comportamiento secundario dependerá de ello.

Muchos yacimientos en carbonatos están hidráulicamente conectados con grandes acuíferos, como en algunos arrecifes, donde grandes volúmenes de agua llenan la porosidad, mientras el aceite ocupa pequeños volúmenes en la cima si hay buena permeabilidad vertical, el agua reemplazará el aceite producido, fig IV-6.



**Fig IV-6.** Sección transversal del arrecife Leduc mostrando la distribución de fluidos y la presencia de un gran acuífero.

Existe una gran variedad de tamaño y formas de poros, determinados por la distribución del tamaño de grano y la cantidad de arcilla y sílice. Presumiblemente la uniformidad de los poros dará la mejor recuperación junto con la mojabilidad de las superficies interiores.

La porosidad en los carbonatos difiere ampliamente y el comportamiento de los fluidos se complica. Se han comparado comportamientos en arenas y carbonatos.

## A.2 ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO.

### — ECHADOS.

Eficientes recuperaciones con empujes por segregación gravitacional y casquete de gas son llevados a cabo cuando los estratos tienen marcados echados probablemente mayores a  $15^\circ$ . Estos echados ayudan al empuje hidráulico debido a que el agua es más densa y tiende a guardar un frente de avance más uniforme. Yacimientos con mayores echados y fuerte empuje hidráulico son característicos de los flancos de domos salinos.

### — FALLAS.

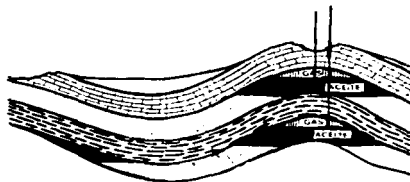
Casi todos los yacimientos en anticlinales están aflados con  $70^\circ$  en promedio respecto al eje del anticlinal. Las fallas generalmente actúan como sellos y dividen al yacimiento en unidades individuales, cada una con su presión y contacto agua-aceite. Obviamente para una eficiente producción cada bloque aflado deberá ser considerado como un yacimiento por separado.

### — JUNTAS.

Las juntas son fracturas verticales que ocurren naturalmente. Con frecuencia permanecen levemente cerradas a profundidad, sin embargo con la presión de inyección del agua se pueden abrir.

## IV.3.B DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES PRODUCTIVOS DEL YACIMIENTO.

Los datos sísmicos se utilizan para determinar la localización del pozo descubridor. En ocasiones este pozo se perfora en un alto estructural, fig IV-7.



**Fig IV-7.** Sección transversal que muestra la perforación de un pozo en un alto estructural o anticlinal.

La interpretación de los registros sísmicos dan un panorama general del tamaño y forma del yacimiento. Nuevas e interesantes técnicas muestran eventos de reflexión como una serie de cortes a diferentes tiempos de reflexión, con los cuales es posible construir mapas detallados de contornos <sup>(2)</sup>, fig IV-8, con estos y en combinación con otras herramientas es posible determinar el ambiente de depósito como sucedió en el campo Bahía Prudhoe, donde se ha reconocido un tipo de arena de playa subyaciendo a depósitos de corrientes trenzadas. (ver capítulo III 3 1) <sup>(2)</sup>

Es costumbre determinar los límites del yacimiento con el segundo pozo, el cual será perforado a una distancia considerable, fuera de la estructura, con el propósito de localizar el contacto agua aceite o los límites. La localización del segundo pozo es necesaria para evaluar al yacimiento, lo cual dará oportunidad para una rápida y efectiva terminación del pozo, eliminando o reduciendo al mínimo el daño en la formación. Con el segundo pozo se obtendrá información esencial que no se pudo obtener del primero. Los intervalos productores del segundo pozo deberán ser completamente nucleados, a fin de interpretar mejor los ambientes de depósito y definir con más certeza la forma y tamaño del cuerpo arenoso. Si este cuerpo arenoso es amplio, con seguridad tiene un carácter múltiple.

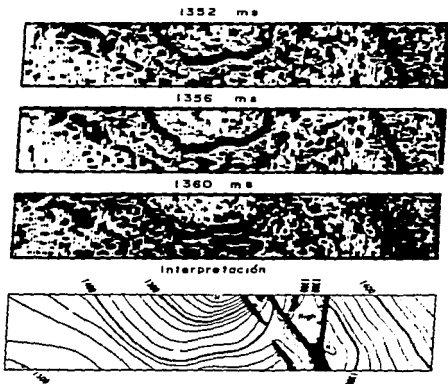


Fig IV-8. Datos sísmicos que muestran secciones horizontales sucesivas a diferentes tiempos de reflexión para la interpretación del yacimiento. (Brown).

(2) Referencias al final.

Con el segundo pozo se podrán detallar mejor los límites; por ejemplo, si el campo es un domo estructural simple, la localización de los pozos 3 y 4 deliberadamente se localizarán para que atraviesen los contactos agua-aceite y aceite-gas. Los límites del yacimiento podrán ser trazados con seguridad si:

- 1) El cuerpo arenoso es regionalmente permeable.
- 2) El contacto de gas o de agua se considera como un nivel.
- 3) Los contornos sísmicos son correctos.

Cuando ya se ha determinado el límite de un lado del campo, se podrán trazar los contornos con más seguridad utilizando datos sísmicos.

#### **IV.3.C INFLUENCIA DE LA INCLINACIÓN Y BUZAMIENTO DE LA ESTRUCTURA.**

La forma del campo y la productividad de diferentes secciones se ven influenciadas por pequeños cambios en la inclinación o buzamiento de la estructura y variaciones litológicas del estrato productor.

Una estructura anticlinal con flancos inclinados y gran pendiente, indicará una arena productora angosta, en una franja estrecha y larga de la cresta estructural. La extensión de un campo localizado en un domo estructural será mayor en la dirección de menor inclinación y más estrecho en direcciones más inclinadas. La estructura principal con frecuencia se altera por la intersección con pliegues menores. Un cambio en la dirección de un pliegue anticlinal se considera favorable para la concentración local, ya que aquí se concentrarán las líneas de migración. Las variaciones locales son importantes para seleccionar las áreas más productivas del campo. La extensión y continuidad del campo dependerán de la persistencia de la estructura y del mantenimiento de un eje aproximadamente recto.

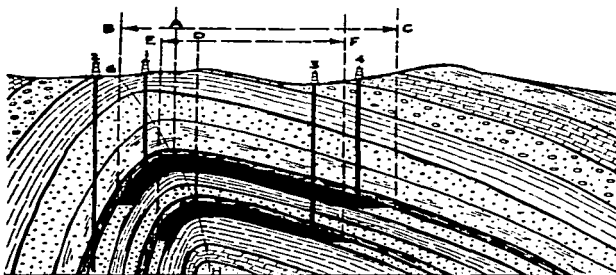
#### **IV.3.D INFLUENCIA DE LAS VARIACIONES LITOLÓGICAS Y ESTRATIGRÁFICAS.**

La forma del campo y las áreas dentro de él están afectadas por cambios en la porosidad y espesor de los estratos que contienen el aceite. Si hay variaciones extremas en la porosidad darán como resultado depósitos lenticulares muy productivos rodeados por áreas casi estériles.

La extensión del campo y la productividad en distintas zonas están relacionadas con el número de estratos productores a diferente profundidad. Con frecuencia muchas arenas productoras se encuentran separadas entre sí por cientos de metros, o más, de estratos improductivos, en este caso el estrato inferior se verá menos influenciado por la estructura, sus flancos tendrán menos pendiente y el área productiva será más amplia, fig IV-9.

### IV.3.E DISTRIBUCIÓN DE POZOS.

En operaciones de recuperación de hidrocarburos, el arreglo de pozos deberá considerarse de acuerdo a la geología. Si el cuerpo arenoso consiste de múltiples series de barras apiladas, su orientación deberá determinarse por medio de mapas de isopacas y correlación de registros eléctricos. Los pozos deberán ser espaciados con proximidad a través de los cuerpos arenosos y a lo largo de los ejes.



**Fig IV-9.** Anticlinal simple asimétrico con dos estratos productores. BC indica el ancho de área productiva del estrato superior, EF del estrato inferior. El pozo 1 es productor, el 2 seco, el 3 produce de los dos estratos y el pozo 4 produce sólo de la arena superior.

### IV.3.F ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS.

Uno de los problemas importantes es determinar el número de pozos a perforar para obtener la recuperación máxima posible, considerando las condiciones físicas como la permeabilidad, porosidad, textura, grado de cementación y otras propiedades litológicas del depósito, la estructura geológica y su posición, estratos impermeables, fracturas, fallas, juntas, irregularidades en los estratos como pequeñas grietas, intersección de capas, vetas de minerales secundarios, pequeñas separaciones de esquistos, etc. así como el tipo de yacimiento, mecanismos de empuje y condiciones económicas.

Áreas del mismo campo pueden requerir diferentes espaciamentos para obtener mejores resultados. Si un campo produce bajo empuje hidráulico, con alta permeabilidad y continuidad en los estratos productores que le permitan una rápida restitución de la presión, los pozos pueden tener espaciamentos bastante grandes sin afectar la recuperación final. Un pozo situado en la cresta de una estructura podría producir todos los hidrocarburos drenables, los pozos adicionales serán sólo para producir más rápidamente.

Es obvio que espaciamentos más cortos son mejores para la recuperación; sin embargo, muchos estudios han demostrado una relación cuantitativa entre el espaciamento y la recuperación primaria. Muchos campos se desarrollaron originalmente con espaciamentos de 40 a 80 acres (0.162 a 0.324 Km<sup>2</sup>), actualmente se han perforado pozos más próximos, mostrando que la recuperación no es independiente del espaciamento ni del aspecto económico.

En el caso de la recuperación secundaria los espaciamentos cortos son necesarios, ya que los fluidos deberán ser rápidamente inyectados para evitar que sean absorbidos por la roca sin que realicen la función deseada.

## IV.4 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

### IV.4.A INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

Al efectuar una interpretación cuntitativa de los registros geofísicos en cuerpos arenosos se obtendrán mejores resultados si se conoce la litología, clasificación y distribución del tamaño de grano, propios de la secuencia vertical del ambiente sedimentario que dió origen al cuerpo arenoso; por ejemplo, de acuerdo a las características de una secuencia regresiva se tendrá un tamaño promedio de los granos mayor y una mejor clasificación en la cima del cuerpo arenoso, por lo que la arena en esa parte será más limpia, aumentando el contenido de arcilla hacia la base. La porosidad y permeabilidad serán mayores en la cima del cuerpo disminuyendo hacia la base, por lo contrario, la saturación de agua irreductible es menor en la cima aumentando hacia la base, a medida que disminuye el tamaño de los granos y aumenta el contenido de arcilla, fig IV-10.

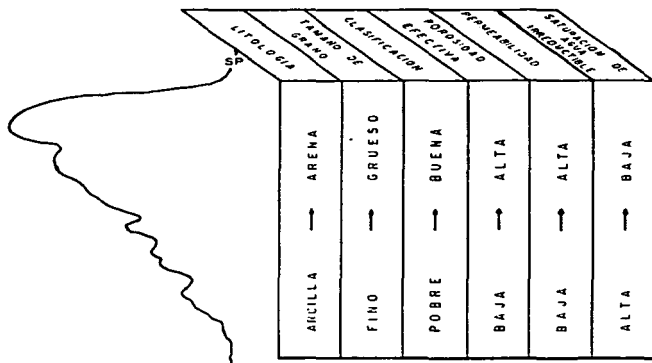


Fig IV-10. Variación de algunas características en un perfil regresivo.



#### **IV.4.B INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

El Ingeniero Petrolero debe conocer la suficiente información para analizar el comportamiento del yacimiento y predecir su producción bajo diferentes alternativas de explotación. Mucha de esta información se puede obtener a partir de pruebas de presión.

Para una prueba de producción se conocerá el gasto de producción que será la señal de entrada aplicada al yacimiento (sistema) y se medirá una señal de salida (presión). El propósito de las pruebas de presión es identificar al sistema (pozo-yacimiento).

La representación de un yacimiento real se puede realizar con la interpretación de las pruebas de producción y el uso de modelos, cuyas características son supuestas. Existen varios modelos de interpretación que representan el comportamiento del yacimiento:

- Modelos geológicos.
- Modelos de registros.
- Modelos de pruebas de producción

El comportamiento principal de un modelo de interpretación se simplificará en un modelo básico que caracterizará el comportamiento de un yacimiento en forma reducida. Estos modelos básicos pueden ser:

- Homogéneo.
- Doble porosidad.
- Doble permeabilidad.

Para simplificar el modelo principal a un básico se tuvieron que considerar las propiedades internas básicas de los yacimientos, como la porosidad y la permeabilidad, siendo el modelo básico más simple el homogéneo, que representa a los yacimientos convencionales, es decir, con porosidad y permeabilidad primarias. Sin embargo, cuando en las formaciones se desarrolla una porosidad secundaria después del proceso de depositación y consolidación de los materiales, los yacimientos son llamados fracturados o de doble porosidad y deberán de tratarse con las modificaciones pertinentes.

Para que el modelo básico tenga aplicación práctica, deberá asociarse con condiciones de frontera interna y frontera externa.

Condiciones de frontera interna:

- Almacenamiento del pozo.
- Daño.
- Fracturas.
- Penetración parcial.

Condiciones de frontera externa:

- No flujo (barra impermeable).
- Presión constante.

Considerando estas condiciones pueden obtenerse todos los posibles modelos de interpretación de las pruebas de presión, utilizando la teoría del flujo de fluidos en medios porosos en combinación con las ecuaciones fundamentales de flujo, principio de conservación de la masa, una ecuación de estado y una de movimiento que dará por resultado la ecuación de difusividad, con diferentes soluciones a utilizar sus diferentes condiciones de frontera interna y externa. La ecuación de difusividad tiene la siguiente forma:

$$\frac{\partial^2 P}{X^2} + \frac{\partial^2 P}{Y^2} + \frac{\partial^2 P}{Z^2} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{t}$$

Antes de que el pozo atraviese la formación productora, es importante saber qué fluidos producirá el pozo y en que proporción. Si la formación es consolidada es posible correr una herramienta especial, sin remover el lodo, si la roca es suave, será necesario colocar un casing y perforar la formación para ser evaluada.

#### PRUEBAS DE FLUJO TRANSITORIO EN POZOS.

Si cantidades considerables de hidrocarburos se producen de los pozos descubridores, la presión de los fluidos en los poros de la vecindad del pozo se reduce. Si el pozo se cierra, la formación seguirá aportando fluidos desde las zonas de baja permeabilidad hasta restaurar la presión inicial. La relación de restauración de la presión depende de la permeabilidad de la roca.

La permeabilidad y la presión son dos importantes parámetros necesarios para la evaluación del yacimiento. Si un yacimiento es pequeño y una cantidad de fluido producido durante la prueba representa una fracción apreciable del volumen total del fluido en el yacimiento, la presión nunca será restaurada por completo; sin embargo, estas caídas de presión sólo pueden darse en subyacimientos (depósitos de canales o playas), pero el yacimiento completo puede contener mucho más fluidos y no ser depresionado totalmente.

El tiempo de evaluación durante la prueba de producción de hidrocarburos depende de la situación del pozo. Si el pozo no está cementado, el tiempo de producción estará entre 30 minutos y de 3 a 4 horas, pero si está cementado, el periodo de producción será de varios días. El tiempo de cierre del pozo deberá ser menor o igual al tiempo de producción, especialmente cuando el tiempo de producción ha sido corto.

Se puede realizar la prueba a gasto constante, durante un periodo de tiempo y luego cerrar el pozo y registrar las variaciones de presión.

Existen varios tipos de pruebas de variación de presión con fines específicos, como: determinación de la presión original, límites, acuíferos, etc. Los tipos de pruebas más comunes son:

- \_ Prueba de incremento de presión.
- \_ Prueba de decremento de presión.
- \_ Pruebas de presión en pozos múltiples (de interferencia, de pulsos).
- \_ Pruebas en pozos inyectoros.
- \_ Pruebas de inyectividad y "Falof".

También existen diferentes técnicas de interpretación utilizando los principios básicos del flujo de medios porosos y comportamiento de la presión en yacimientos. Estas técnicas se aplican en los siguientes métodos:

- \_ Método de Horner.
- \_ Método de MDH.
- \_ Método de Correlaciones.
- \_ Análisis con curvas tipo.

El ejemplo siguiente se refiere a una prueba de incremento de presión registrada en el pozo Tecominoacán No. 129, Zona Sureste, del 24 al 25 de junio de 1985. Los datos se dan en la Tabla IV-2, la cual muestra los cambios de presión con el tiempo. También se conoce otra información necesaria para la interpretación de pruebas de variación de presión. La presión inicial del yacimiento es  $P^*$  y se considera que el pozo produce a gasto constante.

Utilizando el método de Horner, el cual demuestra que para un pozo, en un yacimiento considerado infinito, homogéneo, que produce fluidos con baja o constante compresibilidad, la presión antes del cierre esta dada por la siguiente ecuación:

$$P = P^* - 162.6 \frac{q B \mu}{k h} \log_{10} \left( \frac{t + Dt}{Dt} \right)$$

Donde:

P - presión al tiempo Dt [psi].

$P^*$  - presión inicial del yacimiento [psi].

q - gasto de producción [bpd].

$\mu$  - viscosidad [cp].

B - factor de volumen del aceite [adim].

k - permeabilidad [mD].

h - espesor de las formaciones permeables [ft].

t - tiempo durante la producción [hr.]

Dt - tiempo desde el cierre [hr.]

La fig. IV-11 muestra la gráfica de P vs Dt, en una escala semilogarítmica, con y sin efecto de llenado. La pendiente de la porción de la línea recta, está dada por la siguiente ecuación:

$$M = \frac{P^* - P}{\log((t+Dt)/t)} = \frac{162.6 \text{ g B } \mu}{k h}$$

$$\text{De donde } k h = \frac{162.6 \text{ g B } \mu}{M}$$

#### INFORMACIÓN ADICIONAL:

**Gasto de aceite [qo] = 7195.76 b/d.**

**Factor de volumen del aceite [B] = 2.097**

**= 1795.49 ft/hr.**

**Porosidad [φ] = 0.398**

**Viscosidad del aceite [μ] = 0.3383 cp.**

**Compresibilidad total [Ct] = 0.000231 1/psi**

**Espeor [h] = 118.08 pies.**

**Radio del pozo [rw] = 0.208 pies.**

La principal razón de que las pruebas sean prolongadas es determinar que el yacimiento es lo suficientemente grande para garantizar la perforación de otros pozos.

Con el incremento en la aplicación de pruebas de presión se han mejorado los métodos de recuperación, debido a que grandes yacimientos en areniscas consisten de una serie de subyacimientos separados por barreras hidráulicas a lo largo y ancho, debido a que la depositación fue en canales de ríos o playas. Como ya se ha visto (Cap. III.3) los depósitos fluviales consisten principalmente de lechos cruzados, depósitos de canales, barras trenzadas complejas, etc. En la mayoría de ellos los conglomerados están alineados paralelamente a la paleocorriente, en cuya dirección es probable encontrar permeabilidades más altas.

Existen varios tratados sobre pruebas de variación de presión, todos mencionan la heterogeneidad del yacimiento, pero ninguno trata el problema de cómo interpretar estas pruebas en pozos que penetraron subyacimientos de pequeñas extensiones, que forman parte de un gran yacimiento.

Los valores de permeabilidad determinados por las pruebas de variación de presión están afectados por la heterogeneidad del yacimiento. Los valores de la capacidad productiva (kh) se determinan; para obtener la permeabilidad habrá que dividir esta capacidad entre el espesor h, el cual es determinado a través de registros eléctricos. Desafortunadamente los registros no distinguen entre arenas permeables e impermeables, por lo que los valores de la permeabilidad no serán muy precisos.

De las pruebas de variación de presión también se puede determinar el daño, si éste existe, la producción será menor o las caídas de presión mayores para obtener una misma productividad.

Dm' (1)	D' (2)	Dw' (3)	ln (4)	qn (5)	q-w-q' (6)	Dpu (7)	Dpu/(Dm) (8)
0.00	7742.08	2119.58	16250.00			0.00	0.00
0.017	7990.92	2298.04	16450.52	11795.31	2.915	247.84	722.55
0.020	8020.70	2317.41	16483.50	10992.37	2.379	207.93	718.92
0.023	8051.05	2337.10	16514.31	10268.78	2.336	308.97	721.83
0.027	8105.08	2378.72	16550.17	8965.00	1.997	363.00	725.05
0.031	8167.57	2430.95	16579.83	7415.00	1.704	425.49	724.87
0.035	8239.93	2486.93	16610.97	6214.31	1.536	467.53	727.83
0.037	8253.98	2505.19	16615.00	5310.00	1.420	511.90	726.89
0.040	8292.10	2538.79	16628.06	4534.53	1.320	550.03	726.15
0.045	8344.13	2583.44	16643.61	3110.54	1.210	602.03	728.72
0.050	8409.09	2640.19	16663.78	2434.67	1.157	647.17	731.98
0.060	8397.19	2628.08	16673.73	1794.83	1.111	655.11	727.88
0.070	8416.56	2643.40	16685.43	1170.35	1.070	674.48	721.50
0.076	8435.59	2650.60	16692.48	1175.92	1.070	684.12	732.07
0.090	8452.48	2654.99	16706.96	1012.31	1.061	639.51	731.83
0.100	8450.73	2658.70	16716.13	918.72	1.054	700.40	738.17
0.120	8456.36	2661.71	16731.27	757.08	1.044	708.65	739.85
0.140	8460.34	2662.91	16744.07	640.26	1.037	714.28	740.69
0.160	8463.03	2663.39	16754.19	506.04	1.029	718.27	739.10
0.176	8466.12	2663.47	16761.73	471.51	1.027	720.95	740.39
0.200	8467.78	2662.92	16772.25	438.33	1.025	724.04	742.16
0.217	8470.40	2662.11	16779.39	420.18	1.024	725.70	743.09
0.250	8471.37	2659.53	16794.42	455.31	1.026	728.32	747.28
0.267	8470.04	2638.03	16801.56	420.04	1.024	729.28	746.75
0.300	8471.37	2655.43	16814.88	403.77	1.023	731.30	748.12
0.334	8474.80	2652.51	16827.43	369.05	1.021	732.73	748.11
0.367	8476.00	2649.69	16839.05	352.03	1.020	733.92	748.60
0.400	8477.04	2646.71	16850.66	351.96	1.020	734.96	749.66
0.450	8478.53	2642.71	16866.53	317.40	1.018	736.45	749.70
0.500	8479.62	2638.31	16882.40	317.40	1.018	737.55	750.82
0.600	8481.59	2629.89	16912.43	300.28	1.017	739.51	752.09
0.700	8483.10	2621.62	16940.69	282.64	1.016	741.20	752.87
0.800	8484.46	2612.60	16970.69	300.04	1.017	742.38	753.00
0.900	8485.47	2602.62	17002.46	317.67	1.018	743.39	756.78
1.000	8486.60	2593.37	17032.46	299.97	1.017	744.32	757.17
1.117	8487.38	2581.00	17071.57	390.10	1.017	745.17	759.97
1.250	8488.36	2568.37	17109.80	317.52	1.018	746.28	759.72
1.400	8489.47	2553.91	17154.80	300.00	1.017	747.39	760.09
1.584	8490.60	2535.93	17210.03	300.16	1.017	748.53	761.26
1.78	8491.59	2518.04	17273.53	317.48	1.018	749.51	763.00
2.000	8492.38	2492.01	17342.11	317.50	1.018	750.30	763.81
2.167	8493.18	2475.47	17392.22	300.09	1.017	751.10	763.87
2.350	8493.50	2455.69	17450.32	317.47	1.018	751.43	764.96
2.512	8494.22	2438.44	17510.35	300.13	1.017	752.04	764.82
2.767	8494.64	2414.83	17571.71	282.74	1.016	752.97	764.61
3.000	8495.25	2392.65	17637.57	282.67	1.016	753.18	765.23
3.500	8495.99	2347.49	17770.23	265.32	1.015	753.92	766.23
4.000	8496.86	2302.46	17902.89	265.32	1.015	754.78	766.10
4.667	8497.62	2246.01	18068.24	247.90	1.016	755.97	766.12
5.000	8498.08	2219.92	18144.97	230.42	1.013	756.00	764.83
5.500	8498.55	2186.60	18242.63	195.32	1.011	756.48	766.80
6.000	8498.45	2146.64	18357.83	230.40	1.013	756.38	767.21
7.000	8499.36	2087.83	18508.24	230.40	1.013	757.09	770.13
8.000	8500.20	1970.84	18870.98	282.74	1.016	758.13	770.26
9.000	8500.74	1879.58	19136.30	265.32	1.015	758.67	770.05
10.000	8501.31	1788.35	19401.62	265.32	1.015	759.23	770.62

Tabla IV-2. Datos de la prueba de incremento de presión del pozo Tecominoacán No.129.

De donde:

**Dtn** - Tiempo de cierre del pozo [Hr]

**Pws** - Presión de fondo fluyendo antes del cierre [psi]

**wh** - Presión en la cabeza del pozo al tiempo Dtn [psi]

**hn** - Altura de la columna de fluido en el pozo [ft]

**qn** - Gasto de producción durante Dtn [bpd]

**qp** - Gasto de producción antes del cierre [bpd]

**Dpn** - Incremento de presión para cada intervalo de tiempo [psi]

#### IV.4.C CORTE DE NÚCLEOS.

Es común que durante la explotación de los campos petroleros se obtengan núcleos de la roca almacenadora con el propósito de conocer sus propiedades físicas. Estos muestreos son programados generalmente cuando se tiene la seguridad que el siguiente pozo a perforar cortará al cuerpo almacenador (yacimiento). Para ésto, probablemente los más convenientes sean los pozos gemelos o cualquier pozo de desarrollo que se considera que cortará una columna geológica idéntica a la cortada por el pozo ya perforado, es decir, una vez obtenida la información del primer pozo, si la columna geológica está constituida por varios yacimientos se deberá escoger al yacimiento que se desea muestrear a partir de la información obtenida del pozo que se tomará como referencia.

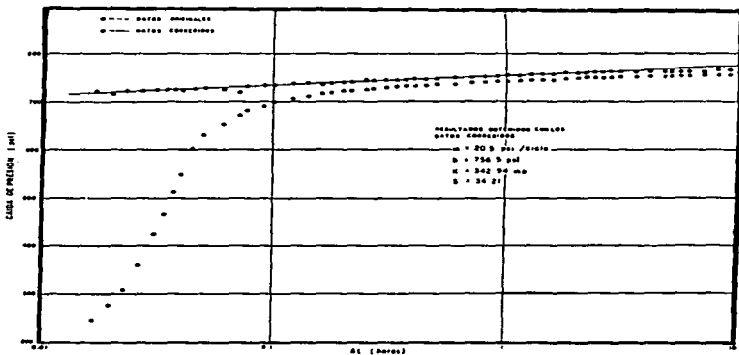


Fig. IV-11. Análisis de los datos de incremento de presión del pozo Tecominoacán No. 129. En algunos casos, el pozo gemelo situado a 10 metros no atraviesa el cuerpo arenoso. Se puede considerar que aflamientos estructurales han provocado la desaparición del cuerpo

arenoso; sin embargo, es más lógico suponer que el cuerpo arenoso se termina por condiciones propias del ambiente de depósito que lo originó.

Para tener mayor seguridad en la localización de un pozo que tenga como objetivo obtener núcleos de un yacimiento con la información de un pozo referencia, también se debe determinar, de acuerdo con los patrones de la curva del registro eléctrico, el posible ambiente de depósito. Además, si se conocen otros aspectos como la paleopendiente, forma y tendencia del cuerpo arenoso, se tendrá la dirección probable en la que dicho cuerpo mantiene su espesor. Con lo anterior se tendrá cierta seguridad de que la localización del siguiente pozo a perforar se ubicará en una posición favorable, de acuerdo con la posición del cuerpo que constituye al yacimiento.

#### **IV.4.D CONFIGURACIÓN DE TRAMPAS.**

La existencia de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria está ligada a la presencia de una trampa, capaz de detener la migración de éstos.

De manera general, se puede decir que una trampa es toda aquella anomalía geológica cuyo origen, sea tectónico (pliegue anticlinal, flexión, falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife) o litológico (pérdida de permeabilidad), le proporciona una forma concava hacia la base.

Los factores geológicos responsables de la formación de una trampa son numerosos y sus interacciones originan una gran variedad de trampas, que se puede decir que cada yacimiento presenta su propio tipo de trampa y que no existen dos trampas iguales.

La clasificación más utilizada es la siguiente:

#### **I. TRAMPAS ESTRUCTURALES.**

En este tipo de trampas intervienen principalmente factores tectónicos y se reconocen:

- Pliegues anticlinales.
- Trampas por fallas.
- Trampas en pliegues-falla o mantos de corrimiento. fig IV-12.



**Fig IV-12 . Esquema que muestra trampas en anticlinales y contra falla.**

## II. TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS.

Las trampas estratigráficas se presentan donde la tectónica juega un papel despreciable y el ambiente de depósito es más importante y son debidas principalmente a fenómenos de tipo litológico (pérdida de permeabilidad), sedimentario (acuañamientos sedimentarios, lentejones, arrecifes) y paleogeográficos (acuñamientos de erosión, paleocadenas). Son el resultado de la presencia local de cierto volumen de roca almacén aislado por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente.

Estas anomalías se deben a la repartición de sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones, fig. IV-13.

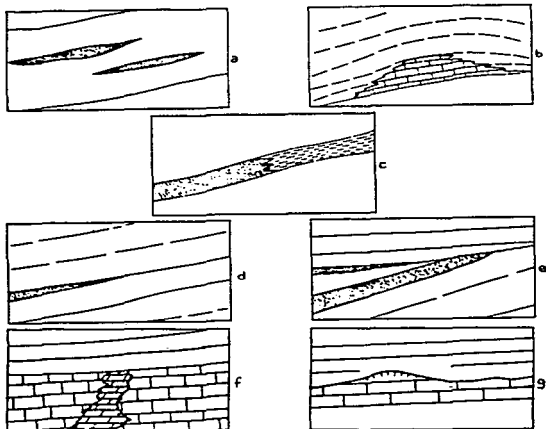


Fig IV-13. Esquema que muestra los principales tipos de trampas estratigráficas.

Los casos a y b muestran variaciones de facies, graduales o bruscas, de un horizonte poroso y permeable a otro (porción local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa, caliza arrecifal porosa con paso gradual a facies más finas). Variaciones de caracteres petrográficos de una formación (arena que se va haciendo arcillosa o se cementa), caso c.



Acuñaamiento de un horizonte almacén en una formación permeable, transgresiva o discordante, casos **d** y **e**. Aparición local de una zona porosa que pasa lateralmente a una compacta por modificación química (dolomitización o alteración), casos **f** y **g**.

En una trampa estratigráfica puede presentarse una de estas anomalías o la combinación de ellas (arrecife calcáreo, parcialmente dolomitizado).

Para la exploración de las trampas, se necesita obtener, apartir de estudios de la roca-almacén, las modificaciones y variaciones de sus características en el espacio y su distribución en la cuenca sedimentaria. Se pueden distinguir dos tipos de trampas estratigráficas:

**A. TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS PRIMARIAS.** Este tipo de trampas existen desde el momento que culmina la sedimentación del almacén, los acontecimientos geológicos posteriores: diagénesis, deformaciones estructurales, aunque modifican sus caracteres, no influyen en su propia existencia. A esta categoría pertenecen los cuerpos arenosos lenticulares y arrecifes calcáreos. El modo y medio de sedimentación, aspecto, disposición relativa y su posición en la cuenca, condicionan la naturaleza petrográfica del almacén, lo cual lleva a distinguir:

**a) Trampas en serie detrítica.**

**b) Trampas en serie carbonatada.**

**c) Trampas cuya naturaleza petrográfica no es estrictamente detrítica o carbonatada**

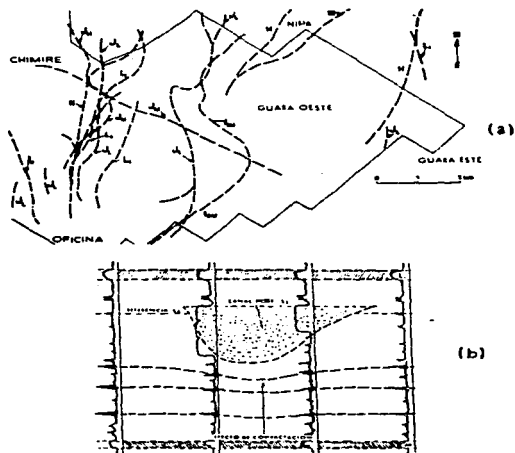
**a) Trampas en serie detrítica.** Los caracteres de los cuerpos arenosos: volumen, morfología, composición litológica, posición, distribución y orientación en la cuenca están condicionados por el medio de depósito de la formación en la que aparecen. Las dimensiones de los cuerpos arenosos, longitud, amplitud y espesor condicionan la capacidad de entrapamiento.

Los límites de los cuerpos arenosos que pueden formar trampas, no se pueden definir estrictamente. La composición litológica fina, revelada por análisis petrográficos es importante pues condiciona las características de la roca, además refleja el medio de depósito y su conocimiento permite, junto con elementos morfológicos, reconocer el tipo de cuerpos que forman la trampa.

Como ya se ha visto (Cap.III), los cuerpos arenosos se forman en diversas condiciones y se pueden clasificar en:

- Arenas fluviales (canales, corrientes trenzadas, estuarios deltas).
- Arenas eólicas.
- Arenas de playa.
- Arenas que forman cordones o barras laterales en medio marino.
- Arenas depositadas en condiciones más profundas (abanicos submarinos).
- Arenas marinas profundas (corrientes de turbidez).

El siguiente ejemplo muestra una trampa estratigráfica primaria, en la formación Oficina, al este de Venezuela (fig. IV-14). La geometría de los cordones en planta y corte es muy parecida. La formación es el resultado de una sedimentación de tipo deltaica sobre una plataforma continental subsidente, la disposición relativa de los cordones arenosos es similar al aspecto de "pata de pájaro" de los deltas del Mississipi. Para una identificación de los tipos de cuerpos arenosos en el subsuelo se consideró:



**Fig IV-14.** Formación Oficina, al este de Venezuela, mostrando los ejes de los canales arenosos (a) y el aspecto típico de un canal arenoso (b). (Probst & Hirtz).

- 1) Aspecto geométrico (planta y corte).
- 2) Naturaleza de los contactos entre la arena y rocas encajantes, muy bruscos en la base y lateralmente más progresivos hacia la cima.
- 3) Litología de la arena, a menudo mal clasificada, rica en arcilla y restos de vegetales, con estratificación oblicua y "ripples".
- 4) El medio de depósito más común es el deltaico con presencia de arcillas muy finas.
- 5) Los cordones se depositan divergentes a partir de un punto, más o menos igual unos a otros y perpendiculares a las antiguas líneas de costa.

**b) Trampas en serie carbonatada.** Estas trampas pueden definirse paralelamente a la serie detrítica: son el resultado de la presencia de un cierto tipo de volumen de roca-almacén carbonatada (caliza o dolomía), aislada dentro de una formación impermeable. Las diferencias con la serie detrítica son:

- Naturaleza petrográfica del almacén.
- La naturaleza de las formaciones impermeables encajantes, con frecuencia arcillosas, constituidas por margas, calizas finas e incluso evaporitas.
- Morfología de los cuerpos carbonatados.
- Modo del depósito. Las características físico-químicas de esta serie dependen de la sedimentación, posición geográfica y topográfica.

Este tipo de trampas están ligadas a una roca con características primarias de porosidad y permeabilidad, las cuales con frecuencia están asociadas con fenómenos bioquímicos en las calizas.

La mayor parte de yacimientos atrapados estratigráficamente en calizas se encuentran en formaciones arrecifales calcáreas. Se pueden distinguir dos tipos de anomalías en la sedimentación calcárea, que conducen a la creación de trampas:

- 1) Variaciones de la permeabilidad original en una masa calcárea o con predominio calcáreo.
- 2) Desarrollo local de un almacén por la acción de organismos constructores que originan la formación de protuberancias en relieve, con relación a los sedimentos circundantes.

Como todas las trampas estratigráficas, los arrecifes presentan problemas complejos, la compactación diferencial de las capas de la formación arrecifal con frecuencia produce la aparición de pseudoanticlinales, que se reflejan hasta cientos de metros por encima del propio arrecife. En numerosas regiones del mundo se conocen formaciones arrecifales productoras. La fig IV-15 muestra un corte del campo De Page, con irregularidad en las impregnaciones en un almacén arrecifal. El espesor total de la formación calcárea sobrepasa los 150 m, reconociéndose sólo dos zonas productoras de gas (10 a 15 m de espesor) y dos o tres zonas de aceite (3 a 20 m), sin que exista una separación total por zonas impermeables.

**c) Otras trampas estratigráficas.** Aquí se incluyen las acumulaciones en rocas intrusivas. Se han reconocido algunos ejemplos raros de yacimientos atrapados en lentejones volcánicos intrusivos que se intercalan en una serie sedimentaria. La fig IV-16 muestra un ejemplo en el campo Lytton Springs, Texas.

**B. TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS SECUNDARIAS.** Son el resultado de fenómenos posteriores a la sedimentación y diagénesis, por lo que quedan fuera de los propósitos de este trabajo.

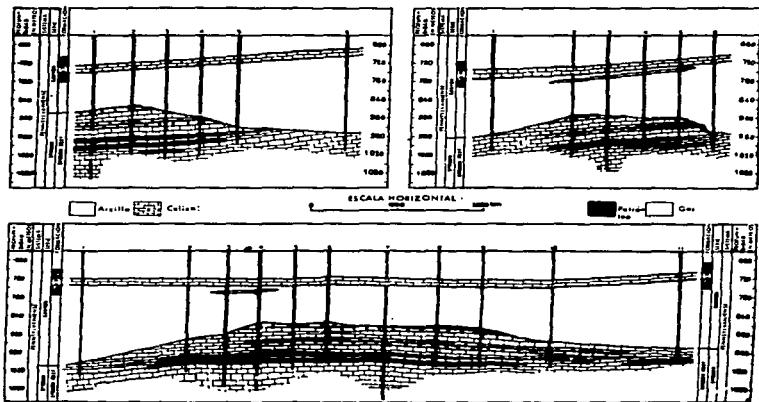
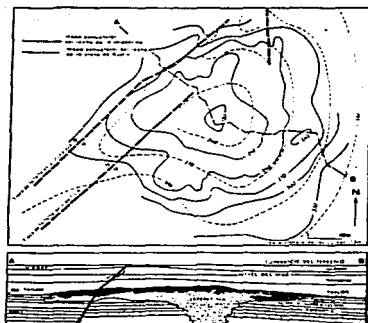


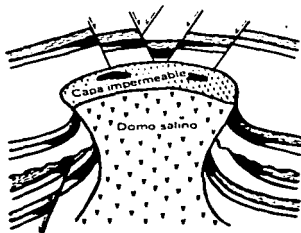
Fig. IV-15. Ocurrencia de aceite y gas en un arrecife del campo De Page, Texas.

### III. TRAMPAS MIXTAS O COMBINADAS.

En este tipo de trampas intervienen, equitativamente, las deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas o litológicas. Existe una estrecha dependencia entre el tectonismo y la sedimentación. Aquí se pueden incluir los domos salinos, fig IV-17.



**Fig IV-16.** Campo Lytton Springs, que muestra la distribución del aceite en un lentejón de serpentina, que sugiere una intrusión volcánica cubierta por la formación Taylor.



**Fig IV-17.** Corte esquemático que muestra los tipos de trampas, encontrados frecuentemente relacionadas con domos salinos.

## **IV. 5 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS O CAMPOS**

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta de trabajo para predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación. El objetivo principal de la Ingeniería de Yacimientos es optimizar la recuperación de hidrocarburos utilizando técnicas y ecuaciones adecuadas.

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el Ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en el yacimiento.

Un modelo matemático de simulación consiste de un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa o energía con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y concentración de los fluidos a través del medio poroso.

Estas ecuaciones son diferenciales; en derivadas parciales no lineales y su solución es únicamente numérica de manera discreta, es decir; en un número de puntos preseleccionados en tiempo y espacio. La eficiencia del simulador se incrementa con mejores técnicas de solución y reduciendo el tiempo de cómputo.

La no linealidad de las ecuaciones se debe a :

- a) La heterogeneidad del yacimiento.
- b) La relación entre la saturación, la permeabilidad relativa y la presión capilar.
- c) Las propiedades PVT de los fluidos, como función de la composición, presión y temperatura.

Los modelos matemáticos requieren de programas de cómputo debido a la gran cantidad de cálculos a realizarse.

Con la simulación del yacimiento se podrá aumentar la recuperación, por lo que es necesaria la experiencia, para decidir el tipo de modelo y cuando es aplicable la selección del mismo, además de que su aspecto económico está en función de lo que se desea simular y la información que se tenga.

Cuando el modelo matemático de solución ha sido probado y calibrado adecuadamente es útil, entre otros aspectos más, para:

- a) Conocer el volumen original de aceite.
- b) Conocer en forma aproximada el movimiento de los fluidos.
- c) Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento.
- d) Determinar los efectos de distribución y espaciado de pozos.
- e) Estimar los efectos del gasto de producción sobre la recuperación.
- f) Obtener la sensibilidad de los resultados con las variaciones de las propiedades petrofísicas cuando no son bien conocidas.

El desarrollo de un modelo matemático es un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas :

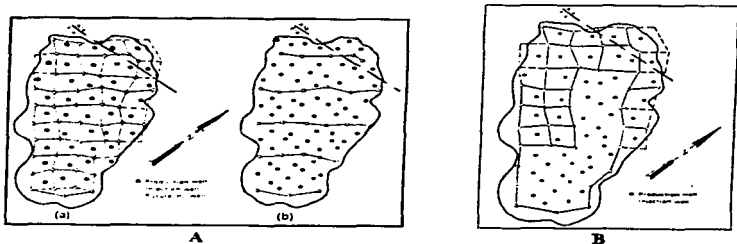
- 1) Descripción del yacimiento.
- 2) Determinación del tipo de mecanismo de desplazamiento.
- 3) Propuesta de un modelo matemático.
- 4) Desarrollo de este modelo.
- 5) Desarrollo del programa de cómputo.
- 6) Determinación de la validez del modelo.
- 7) Ajuste del modelo con la historia del yacimiento.
- 8) Predicción del comportamiento futuro.

El modelo se debe seleccionar con ciertas características de diseño que le permitan realizar el trabajo de manera adecuada, la figura IV-18 muestra una clasificación general de los simuladores, y la fig IV-22, las geometrías típicas.

#### Ejemplos de la utilización de modelos.

##### Modelos areales, 2D:

Shirer et al. utilizaron un modelo 2D, para seleccionar el patrón de invasión para los campos Jay-Little Escambia Creek al Noreste de Florida y Sur de Alabama. Este modelo fue seleccionado debido a que detalla la predicción de la invasión con mayor certeza en periodos relativamente cortos, mostrando los efectos de la estratificación del yacimiento en diferentes áreas del campo. La fig. IV-19 muestra los arreglos de los pozos productores e inyectores con los cuales es posible obtener la mayor recuperación y que finalmente se utilizó para el desarrollo del campo, también los modelos X-Y por pozo.



**Fig IV-19. A.** patrones de invasión del campo Jay-Little Escambia Creek, a arreglo de 5 pozos, b patrón con una línea de inyectores y tres de productores. **B.** combinación de patrones para el mismo campo.

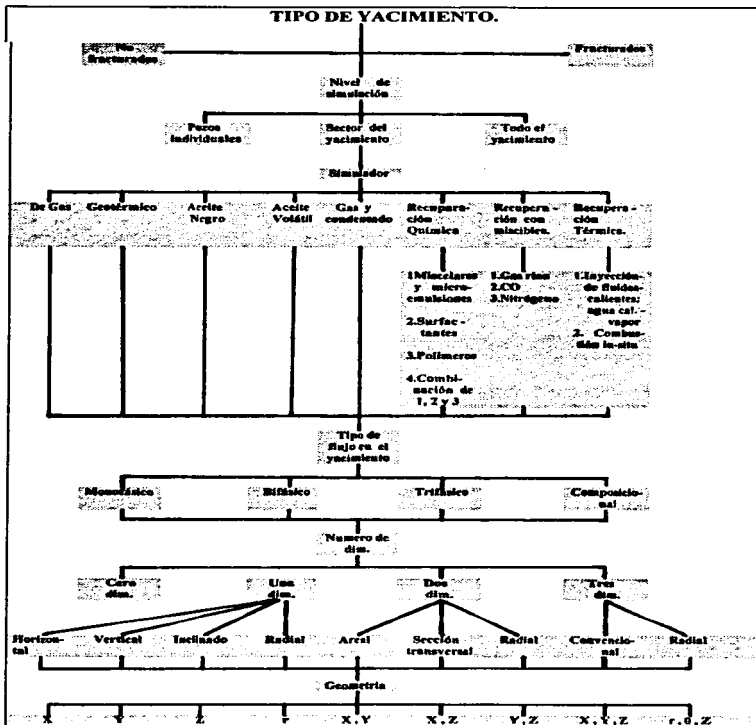


Fig. IV-18. Selección de un simulador.



### **Modelo 3D:**

Boberg et al. (Bibliografía 34) aplicaron un modelo 3D en el yacimiento Khursaniyah, en Arabia Saudita, para estudiar la inyección de agua. El modelo 3D fue necesario debido a que el campo contenía cinco zonas que estaban en comunicación con la cima, pero no con la región de los flancos, en la parte inferior debido a una zona impermeable de breca localizada cerca del contacto agua-aceite, figs IV-20 y IV-21. El agua podría migrar ascendentemente dentro de las zonas más bajas por la propia deflexión del yacimiento.

El procedimiento de cálculo de un modelo se simplifica en los siguientes pasos:

- a) Se divide el yacimiento en celdas, empezando por aquellas en las que se conozca su presión y saturación inicial.
- b) Se selecciona un incremento de tiempo para los cálculos.
- c) Se calcula o asigna el volumen producido o inyectado para el intervalo de tiempo seleccionado.
- d) Se calcula el flujo entre las celdas durante el intervalo de tiempo y los nuevos valores de saturación para cada celda.
- e) Se selecciona otro intervalo de tiempo y se repite el procedimiento.

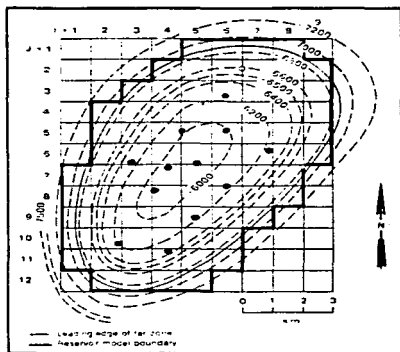
Para la simulación de yacimientos o campos es necesario tener la información lo más precisa posible, ya que de la calidad de ésta dependen los resultados que arroje el programa.

Mucha de la información requerida es proporcionada por el Ingeniero Geólogo, que da información más confiable al conocer cómo cada parámetro afecta los cálculos. La información que generalmente proporciona es:

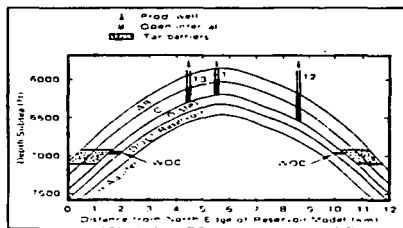
- Forma del yacimiento.
- Subdivisiones del yacimiento por fallas y estratos de lutitas.
- Tamaño y forma del acuífero.
- Porosidad y variaciones horizontales y verticales de la misma.
- Permeabilidad y variaciones horizontales y verticales de ésta.

El Ingeniero Petrolero proporciona la siguiente información:

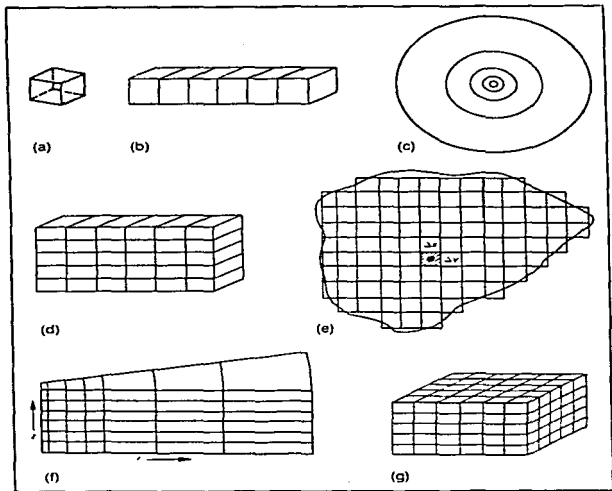
- Saturaciones de aceite, agua y gas.
- Presión y sus variaciones.
- Mecanismos de desplazamiento.
- Propiedades PVT de los fluidos.
- Historia de la producción.
- Estado mecánico del pozo.
- Muestreos de las formaciones (muestras de canal o núcleos).



**Fig IV-20.** Mapa de contornos mostrando la malla del modelo, en la cima A del yacimiento Khursanyah.



**Fig IV-21.** Sección transversal N-S, del yacimiento Khursanyah.



**Fig IV-22. Geometría típica de los modelos utilizados en la simulación de yacimientos: a, convencional; b, una dimensión; c, radial en una dimensión; d, sección transversal; e, areal; f, radial en sección transversal y g, en tres dimensiones.**

## IV-6. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

Para el cálculo del volumen original de hidrocarburos se requiere, fundamentalmente, obtener los límites de los yacimientos. Esto es difícil si él o los yacimientos están en arenas y, principalmente, si han sufrido efectos estructurales secundarios, que hayan provocado la formación de bloques.

Los límites más comunes de los yacimientos son los siguientes:

- Fallas.
- Pérdidas de permeabilidad.
- Contacto agua-hidrocarburos.

En la figura IV-23 se representa un yacimiento hipotético en donde se muestran estos límites. En las interpretaciones estructurales encaminadas a determinar los límites de un yacimiento si no se conocen algunos aspectos estratigráficos de los cuerpos arenosos, principalmente las características laterales, los límites debidos a pérdida de permeabilidad se podrán considerar erróneamente como ocasionados por fallas. Osea que las reducciones de espesor del cuerpo arenoso almacenador, que son propios del origen, se interpretarían como ocasionadas por un efecto estructural.

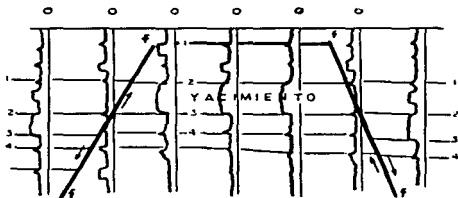


Fig IV-23. Yacimiento hipotético donde se muestran tres tipos diferentes de límites.

Aparentemente no tiene importancia que se considere cualquier tipo de límite, ya que para la Ingeniería de Yacimientos lo que importa es que exista una barrera; sin embargo, cada tipo de límite proporciona condiciones diferentes, que desde el punto de vista del cálculo del volumen original son importantes. Por ejemplo, para el caso del yacimiento de la figura IV-23, si se considera que los límites por pérdida de permeabilidad son fallas, fig. IV-24, donde la sección transversal interpretada del yacimiento sería la mostrada en la figura IV-25, el yacimiento, en la dirección de la sección transversal A-A', conserva su espesor prácticamente en toda la sección transversal.



**Fig IV-24.** Yacimiento hipotético, donde los cambios de permeabilidad se están considerando como fallas.



**Fig IV-25.** Sección transversal AA' mostrada en la figura anterior, donde se presentan los límites por fallas.

Si la interpretación de la sección transversal A-A' se hace tomando los límites con pérdida de permeabilidad, originada por el cambio de facies o terminación del cuerpo arenoso, la sección transversal del yacimiento sería como la fig. IV-26. Los límites en este caso proporcionarían un espesor medio del yacimiento menor que en el caso anterior, que para los fines del cálculo del volumen original de hidrocarburos es importante.

Para yacimientos en arenas, el contacto agua-hidrocarburos, fig IV-27, sección transversal BB', es casi un plano horizontal y generalmente es del tipo marginal, esto origina que el espesor del yacimiento vecino al límite disminuya en forma gradual hasta llegar al valor cero.

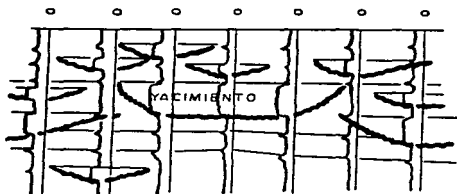


Fig IV-26. Sección transversal AA', donde se presentan los límites por pérdida de permeabilidad.

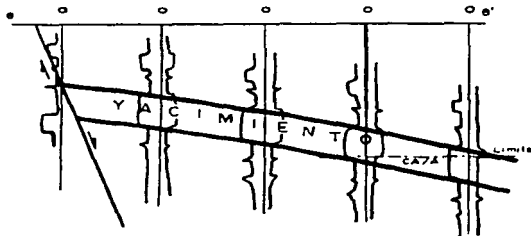
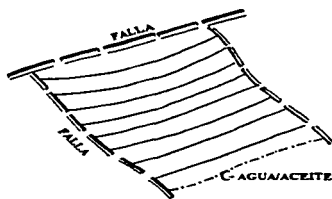


Fig IV-27. Sección transversal BB', donde se presenta el límite por contacto agua-acetate.

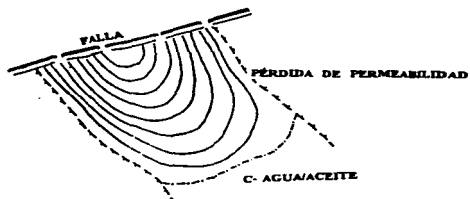
Por lo anterior se puede considerar que las características de los límites pueden afectar considerablemente, sobre todo si los métodos de cuantificación usados son del tipo volumétrico, ya que éstos se apoyan en configuraciones de mapas de isohidrocarburos, etc., las cuales deben hacerse tomando en cuenta el tipo de límite.

Un plano de isohidrocarburos para el yacimiento de la figura IV-24, sería igual al de la figura IV-28, pero resultaría diferente si los límites son por pérdida de permeabilidad, como se muestra en la figura IV-29. El caso se puede generalizar para diferentes tipos de arena, ya que la mayoría son de forma alargada y sus límites laterales generalmente son debidos a cambios en el ambiente de depósito y no por aflamientos.



**Fig IV-28.** Plano hipotético de isohidrocarburos, para el yacimiento con límites laterales por fallas.

Cuando el método usado en la cuantificación del volumen original de hidrocarburos es el de isopacas es necesario conocer la forma de la base del cuerpo arenoso; ésta dará más criterio en la interpolación de los valores de los espesores porosos a configurar, obteniéndose un resultado más apegado a la realidad.



**Fig IV-29.** Plano hipotético de isohidrocarburos, para el yacimiento con límites laterales por pérdida de permeabilidad.



## IV.7 ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Las reservas de hidrocarburos se pueden clasificar en función del grado de incertidumbre en:

- \_ Potenciales.
- \_ Posibles o probables (a corto y mediano plazo).
- \_ Probadas.

La figura IV-30, muestra la relación entre el grado de incertidumbre con el tipo de reserva.

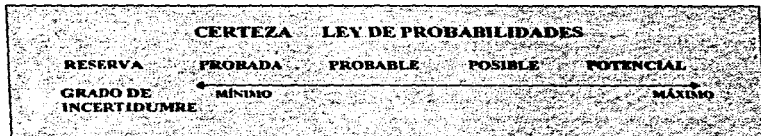


Fig IV-30. Relación entre el grado de incertidumbre y el tipo de reserva.

Durante una primera etapa, el problema es decidir las condiciones económicas del prospecto al tiempo presente, considerando el tipo de hidrocarburos, así como el grado de incertidumbre. La etapa posterior se enfocará a determinar volúmenes de las reservas que puedan generarse bajo diferentes estrategias de desarrollo.

Para el propósito de esta tesis es la etapa de determinación de volúmenes la que interesa, pues es en este punto donde se ve la influencia del ambiente de depósito al que pertenece el yacimiento.

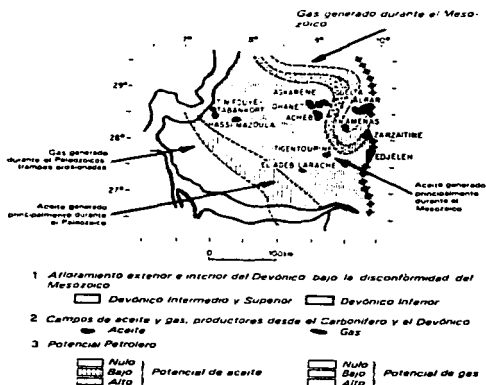
### Reservas Potenciales:

Para estimar la rentabilidad de estas reservas, primero se deberá juzgar la posible variación y distribución de probabilidad de un parámetro individual, para combinarse posteriormente con sus propias tendencias estadísticamente hasta llegar a una estimación con una variación realista de incertidumbre.

La sucesión de las principales etapas de evolución de la materia orgánica (diagénesis, catagénesis y metagénesis) es común a todos los tipos de sedimentos; sin embargo, la cantidad de hidrocarburos, su composición y la profundidad de generación de aceite y gas puede cambiar. Los parámetros más importantes son: la naturaleza de la materia orgánica y la relación temperatura-tiempo.

El umbral correspondiente al principio de una generación de aceite considerable varía con el gradiente geotérmico, con la profundidad y con la duración del sepultamiento.

Los modelos matemáticos de generación de petróleo, fig IV-31, ofrecen un procedimiento cuantitativo para los problemas de exploración, proporcionando la cantidad de aceite y gas generado (Kg/ton de roca), a partir de las diferentes rocas generadoras, en diversas partes de una cuenca. Los resultados se expresan como función del tiempo y el tiempo de generación del petróleo puede compararse con la edad de las trampas.



**Fig IV-31.** Potencial de hidrocarburos de los lechos del Devónico Inferior, en la cuenca de Illizi (Argelia), determinado mediante el uso de un modelo matemático, (Tissot & Espitalié, 1975).

Los datos requeridos para alimentar al modelo son: el tipo de kerógeno, la historia de sepultamiento y el gradiente geotérmico.

### **Reservas Posibles o Probables:**

Junto con el desarrollo del campo; también se pueden estimar las reservas de hidrocarburos. En el caso de campos remotos, en ambientes hostiles, es necesario decidir si las reservas son suficientes para garantizar el desarrollo.

Con la palinoestratigrafía y geoquímica se puede determinar la edad de las rocas y algunas condiciones paleoambientales, diagenéticas y sedimentológicas de una cuenca sedimentaria, deducidas a partir de la interpretación del tamaño, tipo y forma de los diferentes constituyentes orgánicos e inorgánicos.

Dos tipos de residuo palinológico se obtienen de cada muestra de roca de canal o de núcleo. Con tratamientos por medio de ácidos se obtiene la materia orgánica insoluble total (kerógeno) y materia mineral residual. El análisis de sus características físicas y químicas permite determinar los siguientes parámetros:

- 1) Las diferentes facies sedimentarias (transgresivas o regresivas) que constituyen la sección estratigráfica.
- 2) Presencia de discordancias.
- 3) Condiciones de energía del medio sedimentario en relación con las rocas generadora y almacenadora.
- 4) Presencia de posibles rocas generadoras (por su contenido orgánico)
- 5) Condiciones de oxidación o reducción del medio sedimentario.
- 6) Fuente de origen de los sedimentos en la cuenca.

La evaluación económica se basa en el análisis de las rocas generadoras por métodos como: medición de la temperatura del suelo y velocidad sísmica de las rocas, para obtener datos de la zona de interés económico por la abundancia de materia orgánica, algácea o por encontrarse bajo condiciones térmicas adecuadas.

Con esta información se determina para una cuenca, el espesor y extensión de las rocas generadoras que ya produjeron, están produciendo o que aún no han producido hidrocarburos. Información adicional se obtiene por sismología y registros sísmicos para determinar las estructuras, continuidad y zonas de mayor o menor compactación que puedan tener las rocas generadoras.

### **Reservas Probadas:**

El primer paso para calcular éstas reservas, es estimar el volumen del yacimiento trazando contornos sobre mapas de espesores de arenas saturadas de aceite. El área dentro de cada contorno es medida y expresada en acres o hectáreas, cada área es multiplicada por el intervalo del contorno dando un volumen total, si se multiplica por la porosidad se tendrá el volumen poroso; multiplicando a su vez este por la saturación se tendrá el volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

La principal fuente de error en la determinación del volumen del yacimiento es incluir arenas de baja permeabilidad. Todos los cuerpos arenosos consisten de una serie de estratos con diferentes permeabilidades, que van desde valores máximos hasta cero.

En el caso de yacimientos carbonatados con porosidad intergranular es posible estimar el volumen del yacimiento; igual que en el caso de yacimientos en arenas. En yacimientos con poros debido a fracturas o vesiculares, es casi imposible determinar la porosidad.

Otro fuente de error es la evaluación incorrecta de los límites del yacimiento, en muchos mapas el contacto gas-aceite es trazado como una simple línea.

Como ya se ha mencionado (IV-3.B), la determinación de los límites productivos del yacimiento podrán ser trazados con más precisión sí:

- 1) El cuerpo arenoso es regionalmente permeable.
- 2) Los contactos de gas o agua se consideran como un nivel horizontal.
- 3) Los contornos sísmicos se consideran correctos.

Los dos primeros puntos no siempre son verdaderos debido a la heterogeneidad del yacimiento, resultado de la influencia del ambiente depositacional y efectos secundarios como disconformidades, fallas, estratos con asfaltenos, etc.

Con lo anterior se observa que es necesario conocer las características del ambiente depositacional del yacimiento para poder predecir las variaciones de las propiedades petrofísicas de interés a fin de determinar con mayor precisión el volumen de las reservas; además, las características del ambiente influirán sobre el tipo y cantidad de materia orgánica que se depositará para posteriormente transformarse en un tipo de kerógeno, resultando a su vez en un tipo de hidrocarburos que influirá sobre las estrategias de extracción y que finalmente afectará económicamente.

## **IV.8 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DEL YACIMIENTO.**

### **IV.8.A INFLUENCIA SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA OCURRENCIA Y HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.**

La gran mayoría de los yacimientos petroleros ocurren en rocas sedimentarias, las cuales constituyen buenas rocas almacenadoras (arenas, areniscas, conglomerados, calizas y dolomitas), aunque en algunas ocasiones también se encuentran hidrocarburos en las fisuras y poros de las rocas ígneas.

Los hidrocarburos ocupan los poros intergranulares, cavidades y fisuras de las rocas que conforman al yacimiento. Las principales propiedades de las rocas y fluidos que deben considerarse para la predicción del comportamiento son:

- Porosidad total y efectiva.
- Permeabilidades (absoluta y relativa).
- Distribución del tamaño de grano.
- Continuidad del cuerpo arenoso.
- Compresibilidad de la roca y de los fluidos.
- Saturaciones.
- Propiedades físicas y fisicoquímicas de los fluidos (densidad, solubilidad, viscosidad, etc.).

Muchos yacimientos de hidrocarburos se localizan en cuencas sedimentarias, las rocas de estos yacimientos se depositaron bajo diferentes ambientes; resultando depósitos diversos: canales de arena transicionales, deltas lacustres, corrientes trenzadas, meandros, bancos arrecifales, abanicos aluviales, islas barrera, etc. Así, los yacimientos generalmente se componen de cuerpos arenosos apilados, en donde su origen sedimentario influirá en la distribución del tamaño de grano, porosidad, permeabilidad, así como en la continuidad del cuerpo arenoso, fig IV-32 y IV-33.

El apilamiento de los cuerpos arenosos genera yacimientos de carácter múltiple variando las propiedades petrofísicas de uno a otro.

El carácter múltiple del cuerpo arenoso deberá considerarse para hacer las predicciones del comportamiento, pues prácticamente todos los cuerpos arenosos, y muchos carbonatados, contienen barreras impermeables horizontales que dividen al yacimiento. Esto influirá en el desplazamiento de los fluidos que se producirán durante la recuperación primaria, figs. IV-34 y IV-35.

#### IV.8.B MECANISMOS DE EMPUJE.

Cuando los yacimientos producen bajo mecanismos primarios, los hidrocarburos fluyen espontáneamente ayudados por las características geológicas. La interpretación del ambiente indicará los intervalos con considerable continuidad de la permeabilidad y aquellos con carácter local.

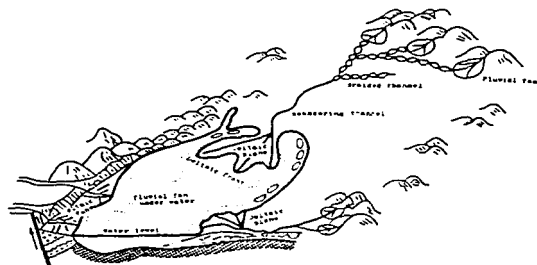


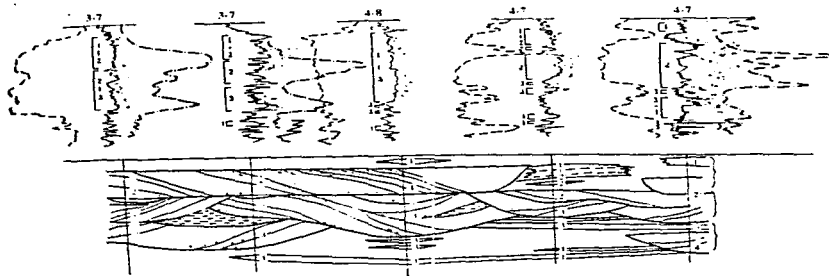
Fig IV-32. Modelo de los ambientes de depósito en una cuenca.

Para que haya movimiento de los fluidos a través del medio poroso, es necesario que exista un gradiente de presión. En el yacimiento, los hidrocarburos permanecen estáticos hasta que se establece el gradiente de presión; perforando un pozo. Los fluidos iniciarán su movimiento debido a que los materiales más presionados los empujarán a las zonas de menor presión (pozo).

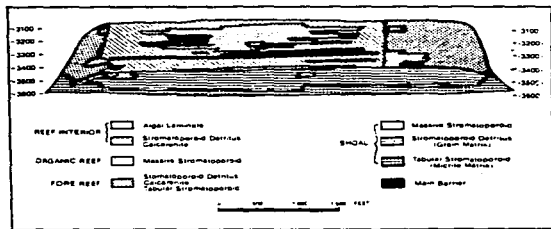
El gradiente de presión depende de las propiedades petrofísicas del yacimiento, propiedades físicas de los fluidos, tipo de empuje que provoca el movimiento de los mismos y ritmo de explotación.

Todos los yacimientos tienen una energía inicial, la cual se va consumiendo con el movimiento de los fluidos a través del medio poroso debido a la fricción y efectos capilares y gravitacionales. La magnitud de la energía es función de la presión de formación, la

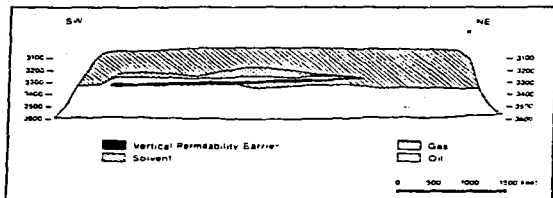
energía potencial por invasión de agua, gas libre y disuelto, el esfuerzo elástico por la compresión de las rocas y fluidos así como por la energía potencial del aceite debido a la gravedad.



**Fig IV-33.** Apilamiento de diferentes tipos de cuerpos arenosos de ambiente fluvial: 1, canales meándricos; 2, canales trenzados; 3, mantos de areniscas con facies lacustres y 4, canales distributarios.



**Fig IV-34.** Esquema que muestra las facies ambientales del arrecife Golden Spike.



**Fig IV-35.** Esquema que muestra la distribución de los fluidos en el arrectife Golden Spike, 1973. (Reitzel & Callow, SPE).

Los procesos bajo los cuales los fluidos son expulsados del yacimiento son:

- \_ Expansión de la roca y los fluidos.
- \_ Empuje por gas disuelto liberado.
- \_ Empuje por casquete de gas.
- \_ Empuje hidráulico.
- \_ Desplazamiento por segregación gravitacional.

**El empuje por expansión de la roca y los líquidos.** Actuará apreciablemente cuando el yacimiento sea volumétrico y bajosaturado. Bajo estas condiciones el aceite es expulsado debido a la expansión de la roca, del agua y el mismo aceite. La proporción en que los líquidos y sólidos se expanden al disminuir la presión, dependerá de la compresibilidad de los mismos. A mayor compresibilidad mayor expansión y recuperación.

**Empuje por gas disuelto liberado.** Esta mecanismo actúa cuando el gas se está liberando sin que llegue a la saturación crítica y además cuando la permeabilidad vertical junto con la segregación gravitacional sean muy bajas o nulas.

**Empuje por casquete de gas.** Si un yacimiento originalmente no tenía casquete de gas, para su formación, es necesario un abatimiento en la presión debido a la producción y efectos gravitacionales favorables controlando los ritmos de explotación. Al expandirse el casquete de gas, invadirá progresivamente la zona de aceite desplazándolo a los pozos productores.



**Empuje hidráulico.** Los hidrocarburos son desplazados por el agua que invade progresivamente la zona de aceite, fig IV-6. Este empuje puede ser natural o artificial, la zona de agua debe ser de un gran volumen continuo comunicado con la zona de aceite para que la permeabilidad de la formación facilite su filtración. Este empuje puede resultar ineficiente si no se contemplan las heterogeneidades del yacimiento como son los estratos impermeables de lutitas o fallas, entre otros, que pueden conducir a la digitación del agua o a que dicho avance no sea lo suficientemente uniforme para desplazar al aceite o que deje zonas sin removerlo.

**Desplazamiento por segregación gravitacional.** Este proceso de desplazamiento tiende a distribuir los fluidos de acuerdo a sus densidades en el yacimiento. Los factores que favorecen la segregación gravitacional son:

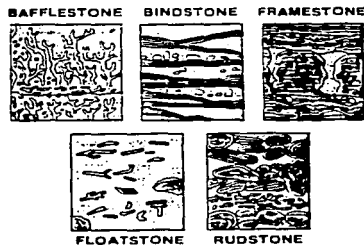
- 1) Buena permeabilidad vertical.
- 2) Espesores considerables del cuerpo arenoso.
- 3) Altos relieves estructurales.

Se ha observado que los depósitos con mayores probabilidades de tener buena permeabilidad vertical se encuentran en algunos tipos de bancos arrecifales, fig. IV-36. Aunque son complejos, en estos yacimientos con frecuencia, la diagénesis y dolomitización selectivas ayudan a preservar la porosidad fenestral e intrapartícula originales, lo cual también influye sobre la permeabilidad vertical, ya que los arrecifes tienden a desarrollarse en forma de cerro o alineación, a veces irregulares o asimétricos, originándose un armazón que no se comprime bajo el peso de los sedimentos de la cobertura. Este armazón permite al borde del arrecife crecer hacia arriba y presentar; lateralmente, pendientes mucho más elevadas (a veces verticales) que las que se encuentran en las rocas clásticas.

Estos tres factores también pueden estar presentes en estratos arenosos, cuya orientación preferencial original fué horizontal y posteriormente sufrió un fuerte plegamiento para que formara un anticlinal.

Los mecanismos de desplazamiento casi nunca se presentan en forma aislada, generalmente un yacimiento está sometido a más de un empuje durante su explotación, para realizar el análisis del comportamiento de un yacimiento se puede considerar que solo actúa un mecanismo de empuje, cuando la aportación de otros es despreciable, pero ésto sólo ocurre durante una etapa, ya que al continuar la explotación entrará en acción otro mecanismo de desplazamiento cuya aportación será igual o mayor al anterior.

De esta forma se considera que, a lo largo de las etapas de explotación de un yacimiento, se pueden combinar diferentes mecanismos para expulsar los fluidos, que de una u otra forma se verán influenciados por la geología del yacimiento y que deberá de tomarse en cuenta para obtener una mayor recuperación primaria.



**Fig IV-36.** Sketch interpretativo de los diferentes tipos de crecimientos arrecifales, donde se puede apreciar los tipos con mayores posibilidades de desarrollar una buena permeabilidad vertical, independientemente de cambios diagenéticos. (Embry & Klovan, 1971, Geol. Assoc. Canada).

#### IV.8.C EFICIENCIA DE LA RECUPERACIÓN PRIMARIA.

Una elaborada investigación realizada por el API determinó eficiencias promedio para yacimientos produciendo bajo diferentes mecanismos, **Tabla IV-3**.

A través del empuje hidráulico se ha recuperado en promedio 600 bl/acre-ft (800 m<sup>3</sup>/hectárea-m), mientras que por gas disuelto aproximadamente 150 bl/acre-ft (200 m<sup>3</sup>/hectárea-m). La segregación gravitacional es menos frecuente, pero la más eficiente.

La máxima eficiencia de recuperación en cada caso fué tres veces la mínima. Se encontró que las variables que influyen en orden de importancia son: el tipo de aceite original, la movilidad de los fluidos, la saturación de aceite y la relación de presiones inicial y final.

En el caso en que ambos empujes (hidráulico y por gas disuelto) actúen, habrá mayor eficiencia en la recuperación al igual que si la movilidad y la permeabilidad son mayores. La saturación de agua tiene un efecto opuesto sobre los empujes hidráulico y por gas. Para el empuje hidráulico, mayores saturaciones de agua causarán menores recuperaciones. En el caso del empuje por gas disuelto, una alta saturación de agua provocará mayores recuperaciones, debido a la presencia de agua en los poros que ayudan al gas a empujar al aceite. Si la relación de presiones inicial y de abandono es alta, se recuperará mayor aceite con el empuje hidráulico, sucediendo lo contrario para el empuje por gas disuelto.

El espaciamento entre pozos también influye en la recuperación, sobre todo en la secundaria, pues para un buen barrido es necesario, mínimo un pozo inyector y un productor en cada pequeña barra o canal dentro del yacimiento. La selección más apropiada para recuperar los hidrocarburos almacenados en un yacimiento, se efectuará analizando diversas alternativas de explotación. Para ésto en necesario evaluar con precisión los mecanismos de desplazamiento que puedan actuar.

**Tabla IV-3.** *Eficiencia en la recuperación primaria bajo diferentes mecanismos de producción. Estudio estadístico realizado por el API, (J.J. Arps, Chairman, 1967).*

EMPUJE	Recuperación	Areniscas			Carbonatos		
		MINIMA	MEDIA	MAXIMA	MINIMA	MEDIA	MAXIMA
Hidráulico.	[bl / acre-pie]	155	571	1641	6	172	1422
	[m3 / hect-m]	199	735	2113	8	221	1831
	Eficiencia [%]	28	51	87	6	44	80
Por gas disuelto.	[bl / acre-pie]	47	154	534	20	88	187
	[m3 / hect-m]	60	198	688	26	113	241
	Eficiencia [%]	9	21	46	15	18	21
Por expansión del casquete de gas. (*).	[bl / acre-pie]	68	289	864			
	[m3 / hect-m]	88	372	1113			
	Eficiencia [%]	16	32	67			
Por segregación gravitacional. (*).	[bl / acre-pie]	250	696	1124			
	[m3 / hect-m]	322	896	1448			
	Eficiencia [%]	16	57	63			

\* Para la combinación de todos los tipos de roca detritica.

La omisión o cuantificación errónea de algunos de los procesos de desplazamiento puede originar la implantación de un mecanismo de desplazamiento inapropiado que conducirá a una recuperación o rendimiento económico deficiente.

Las ecuaciones fundamentales para predecir el comportamiento de yacimientos son las siguientes :

\_ Ecuación de balance de la materia.

- \_ Ecuación de la relación gas-aceite instantánea.
- \_ Ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje por gas disuelto liberado.
- \_ Ecuación de la recuperación de aceite.
- \_ Gráficas o ecuaciones de la relación de permeabilidades relativas al gas y aceite, en función de la saturación, del líquido o aceite.
- \_ Ecuación de la variación del índice de productividad.
- \_ Ecuación general de saturación de aceite.

**Ejemplo: Arrecife Golden Spike.** Cubre 1585 acres con espesor vertical de 480 pies, originalmente contenía 319 millones de barriles de aceite, sin casquete de gas ni acuífero asociados. Durante la producción primaria la presión declinó muy rápido, por lo que se decidió inyectar gas para formar un casquete de gas. El yacimiento parecía ser bastante homogéneo, candidato excelente para la recuperación secundaria y mejorada.

Estudios realizados indicaron que 95% del aceite podría ser obtenido de un banco entre la zona de aceite y el casquete de gas, empujándolo hacia la parte inferior del yacimiento y producirlo por pozos terminados en esta parte. Para 1972, la producción había declinado y se perforaron pozos adicionales. Información obtenida de los nuevos pozos indicó que la superficie superior de la zona de aceite no era completamente horizontal, descubriéndose una barrera horizontal de aproximadamente 250 pies que cubría gran parte del yacimiento, fig IV-35. Para entonces, los solventes inyectados se disiparon al casquete de gas, recuperándose aproximadamente el 60% del volumen de aceite del 95% que se había estimado. Datos adicionales obtenidos con la perforación de otros pozos detallaron la geología del arrecife, fig IV-34.

Con más información se realizaron nuevos modelos de simulación que eventualmente explicaron la distribución de los fluidos soportada con información de registros y comportamiento de pozos. La última recuperación predicha fue de 67%, para el año 2020.

La clasificación de los datos geológicos obtenidos en la vida de producción inicial del yacimiento, junto con esquemas realizados para la recuperación secundaria y mejorada deberán ser monitoreados. Cuidadosas interpretaciones del ambiente de depósito deberán realizarse con datos obtenidos a partir de la historia del yacimiento y predecir la más mínima heterogeneidad del yacimiento, si es posible.

## **IV.9 ESTIMULACIÓN DE POZOS.**

### **IV.9.A CAUSAS DEL DAÑO.**

Durante las operaciones realizadas en el pozo, desde la etapa inicial de perforación hasta la etapa de recuperación, pasando por la terminación, reparación, limpieza y toda operación inherente a su producción, se pueden dañar las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, de las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. El daño puede variar desde pequeñas pérdidas de permeabilidad hasta el bloqueo total de las zonas productoras, reduciendo la productividad y la recuperación.

En muchos casos, las formaciones permeables pueden ser dañadas por los minerales arcillosos presentes. Muchas arcillas son sensibles al agua y al contacto con fluidos extraños, que pueden causar daño por dos mecanismos, fig. IV-37:

- 1). Probablemente el más crítico sea la dispersión y migración de las partículas de arcilla por el movimiento de los fluidos, reduciendo la permeabilidad.
- 2). Expansión o hinchamiento de las partículas de arcilla por la absorción de agua, disminuyendo el volumen de poros y canales.

La principal fuente de daño a la formación es su contacto con fluidos extraños (agua, filtrados, etc.) que puedan transportar diferentes tipos de sales, sólidos de material densificante, arcillas, productos químicos, partículas de cemento, material pulverizado de empaques, parafina, asfalto, etc., provocando la alteración de las condiciones de flujo del yacimiento.

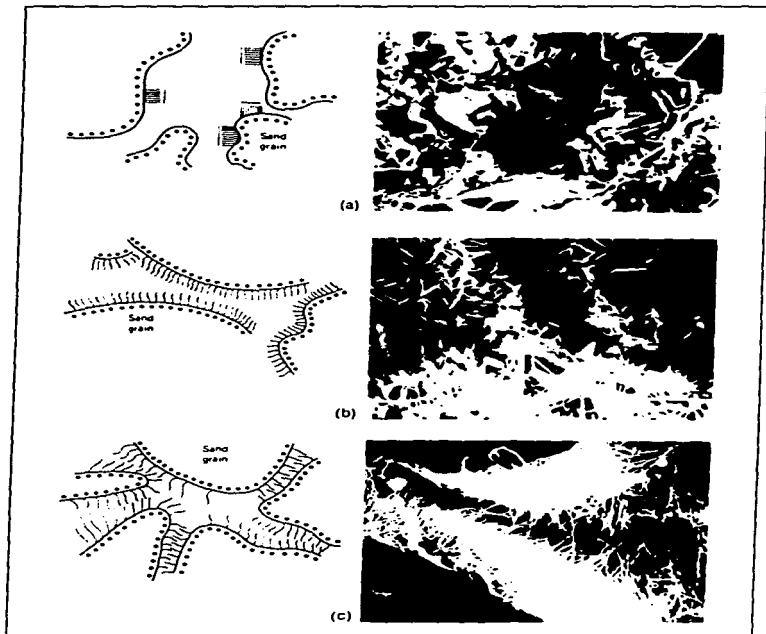
### **IV.9.B COMPACTACIÓN Y CONSOLIDACIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.**

Muchos pozos productores de aceite y gas se localizan en formaciones de areniscas que fueron depositadas en ambientes marinos, estas rocas con frecuencia están cementadas con minerales calcáreos o silíceos y pueden estar fuertemente consolidadas. En contraste, otras arenas como las del Mioceno y más recientes se encuentran con frecuencia no consolidadas, o parcialmente consolidadas, con suaves arcillas o limos, lo que las hace estructuralmente débiles, para detener el desprendimiento de los granos cuando se produce con altos gastos.

El movimiento de los fluidos a través de las areniscas del yacimiento crea esfuerzos sobre los granos de arena, debido a la diferencia de presión por el flujo, fricción y presión de sobrecarga. Si se rompe el equilibrio entre estos esfuerzos, los granos de arena y finos empezarán a moverse y se producirán junto con los fluidos.

Hasta las formaciones bien consolidadas pueden ser mecánicamente o químicamente dañadas, los esfuerzos de sobrecarga sobre los granos de arena se incrementan tanto como la presión del

yacimiento disminuya. El agua en movimiento puede disolver los minerales que cementan a los granos. La migración de los finos puede disminuir la permeabilidad en la zona de los disparos, resultando una fuerte caída de presión en la vecindad del pozo.



**Fig IV-37.** *Diferentes formas de dispersión de las arcillas: a, discretas partículas de Caolinita; b, poro forrado por Clorita y c, puenteo del poro por Illita, (Halliburton Co.)*

Todas las superficies de las rocas sufren la acción de los esfuerzos en tres direcciones debido al peso de la sobrecarga de la formación y sus reacciones horizontales. Uno de los esfuerzos, horizontal o vertical, puede ser más grande por la adición de otros, debidos al plegamiento o fallamiento.

Los esfuerzos que una roca soporta dependen de su estructura (empaquetado), compactación y cementación.

#### **IV.9.C FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN.**

Para el diseño de un tratamiento de estimulación es necesario conocer las propiedades mecánicas, químicas y térmicas del sistema. Con los materiales de la formación se realizan análisis microscópicos, de difracción de rayos X, espectrográficos y mineralógicos para determinar sus propiedades a condiciones de fondo, incluyendo la permeabilidad, porosidad, respuesta al ácido, mineralogía, contenido y tipo de arcillas, composición química, etc. La fig. IV-38, muestra una microfotografía donde se pueden apreciar algunas arcillas, así como histogramas del tamaño de grano.

La composición química de los sólidos y fluidos deberá ser considerada. Generalmente las formaciones se clasifican en dos tipos: arenas y carbonatos, aunque en algunas ocasiones es difícil distinguirlas o clasificarlas en alguna categoría, por lo que se hacen necesarios los análisis mencionados.

Las diferencias en composición entre las formaciones productoras obedece a las diferencias en las condiciones de los procesos de transporte, deposición, diagénesis y litificación, aunque también son significativos los cambios posteriores.

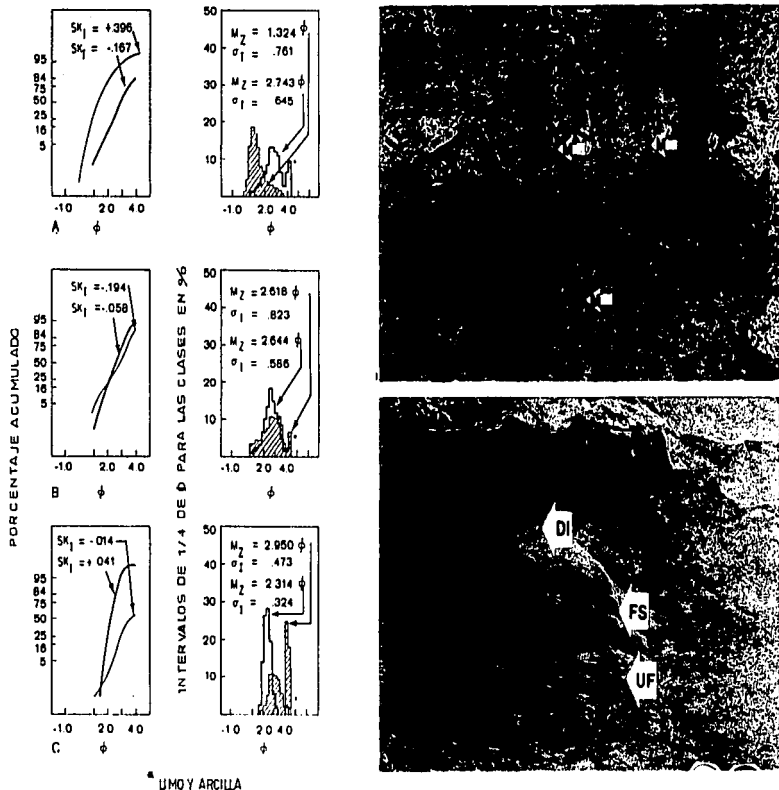
#### **IV.9.D TIPOS DE ESTIMULACIÓN.**

El fracturamiento y la acidificación son los tipos de estimulación más comunes. Generalmente se clasifican en:

- 1). Tratamientos de limpieza.
- 2). Acidificación matricial.
- 3). Fracturamiento con ácido.

**1). Tratamientos de limpieza.** Están diseñados para remover incrustaciones solubles en ácido que se presentan en el pozo para abrir las perforaciones. Se colocan pequeñas cantidades de ácido, permitiendo que reaccione con la formación, fig IV-39.

**2). Acidificación matricial.** Su objetivo es lograr la penetración radial del ácido a la formación para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo, disolviendo las partículas obturantes. Es necesario conocer la presión de



**fig IV-30.** Contrastes texturales en tipos de depósitos Eólicos en Nebraska Sand Hills. En la parte izquierda se muestran histogramas del tamaño de grano y en la parte superior derecha muestra una micro fotografía en la cual se nota la arcilla (montmorillonita) en amarillo. En la parte inferior derecha se muestra el buzamiento -- original de la estratificación en estas dunas.



fracturamiento al disminuir la presión del yacimiento, realizando pruebas de fracturamiento hidráulico.

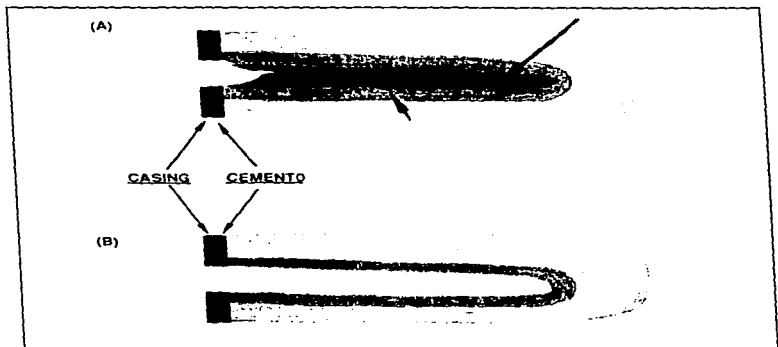


Fig IV-39. Esquema que muestra la zona de los disparos con daño (A) y sin daño, después de una estimulación (B).

Originalmente la acidificación se aplicó en formaciones carbonatadas. Existen diferentes clases de ácidos y aditivos para este fin.

**Formaciones carbonatadas.** Cuando se inyecta ácido a estas formaciones a presiones inferiores a la de fracturamiento, el ácido fluirá preferentemente por los poros más grandes, cavernas o fracturas naturales formando largos canales de flujo (agujeros de gusano). Se puede utilizar HCl en formaciones con baja permeabilidad. Se recomienda usarlo al 28 %.

En pozos localizados en formaciones de rocas evaporíticas, como el yeso, puede haber acumulación de estos materiales en el fondo, que pueden tener baja solubilidad y son difíciles de remover, para éste caso se recomienda utilizar HCl y EDTA (Ácido Etilen Diamino Tetracético  $(\text{HOOCCH}_2)_2\text{N}(\text{CH}_2)_2\text{N}(\text{CH}_2\text{-COOH})_2$ ).

**Formaciones de areniscas.** Es común utilizar ácido clorhídrico-fluorhídrico.

**3). Fracturamiento con ácido.** Consiste en inyectar ácido a la formación a una presión lo suficientemente alta para fracturar a la formación o abrir fracturas ya existentes, utilizando

un fluido fracturante que transmita la presión hidráulica. Los esfuerzos tectónicos controlarán la dirección de la fractura y determinarán sus condiciones en el plano horizontal, vertical o inclinado.

Para la selección del fluido fracturante se debe considerar su compatibilidad con la roca del yacimiento y sus fluidos, pues si es incompatible puede dañar la formación. Este método también se utiliza en formaciones carbonatadas.

La formulación del ácido depende del grado de estimulación o incremento deseado en la producción.

Con lo anterior se ve la importancia de conocer aspectos geológicos y petrofísicos para la correcta evaluación de los factores que intervienen en la estimulación y analizarlos lo mejor posible, de lo contrario, podrían aplicarse tratamientos incorrectos que aumentarán el problema y los costos.

## **IV. 10 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA.**

### **IV.10.A RECUPERACIÓN SECUNDARIA.**

La recuperación secundaria comprende todas aquellas actividades encaminadas a la recuperación adicional de hidrocarburos introduciendo al yacimiento energía extraña. Esta energía puede ser mecánica.

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

- \_ Inyección de agua.
- \_ Inyección de gas natural.

### **HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO.**

Es necesario tener una buena correlación geológica de los cuerpos arenosos que forman al yacimiento. Se debe tomar en cuenta el tipo de arena, ya que se pueden tener cuerpos arenosos con la misma posición estratigráfica pero con orígenes diferentes, pudiendo existir entre ellos una barrera originada por el cambio de ambiente de depósito, por ejemplo: un sistema deltaico del tipo arqueado, donde existe una continuidad aparente en las arenas del frente del delta. Este tipo de deltas se caracteriza por tener varios distributarios y las capas de arena del frente deltaico con una distribución muy amplia, que alcanza las áreas interdistributarias.

Si se conoce el origen del cuerpo arenoso se sabrá cualitativamente la posible distribución de las propiedades físicas, lo cual es de gran ayuda para trazar las curvas de configuración que señalen la distribución de los parámetros considerados.

Generalmente las areniscas están estratificadas, es decir, consisten de múltiples lechos con tamaño de grano y otras propiedades físicas similares, generalmente separadas por estratos de lutitas impermeables de diferente espesor. En algunos estratos las permeabilidades varían desde valores máximos hasta cero, por consecuencia, cuando el agua es inyectada, es aceptada en proporción a la permeabilidad. A veces hay comunicación vertical entre los estratos pero generalmente es baja o nula, desarrollándose invasiones de agua en cada estrato, prácticamente independientes entre sí.

A veces sucede que un estrato es mucho más permeable que el resto, bajo estas circunstancias hay un rápido surgimiento del agua, seguido de un largo periodo de producción con altas relaciones de agua-aceite. Si los estratos tienen diferentes dimensiones laterales, la invasión progresará más rápido en una dirección y con mayor lentitud en las demás direcciones. En algunos casos, el arreglo de pozos inyectoros deberá ser cambiado de acuerdo a la dirección promedio de la permeabilidad preferencial. En ocasiones las rocas de los yacimientos poseen una serie de fracturas verticales o juntas que las dividen en estratos individuales.

Estas juntas son casi rectas y paralelas, espaciadas por unas pocas pulgadas, con dirección casi constante que puede variar en algunos grados sobre grandes áreas. Su origen poco conocido, se debe principalmente a esfuerzos.

Muchas juntas parecen estar cerradas a profundidad, pero se van abriendo hacia la superficie. Núcleos de los campos Spraberry, Texas mostraron juntas abiertas. En Oklahoma, patrones de juntas en estos campos se abrieron con la inyección de agua, modificándose el arreglo de los pozos inyectoros, para que quedaran paralelos al patrón de juntas.

Los carbonatos tienen diferentes tipos de porosidad. Si sus texturas están relacionadas con los granos de calcita o dolomita, del tamaño de granos de arena, se comportarán como éstas. En este tipo de rocas las inyecciones de agua han sido exitosas. Si la porosidad es vesicular o fractural, el agua inyectada viajará a lo largo de los canales o fracturas mayores, dejando al aceite en los canales más pequeños y poros intersticiales. El desplazamiento en estas rocas es incierto.

La porosidad en carbonatos difiere ampliamente y el comportamiento de los fluidos se complica. Se han comparado comportamientos en arenas y carbonatos.

**Elkiens (1950)** <sup>2</sup>, planteó que cuando el gas disuelto se libera, forma continuas hebras, primero en los canales y luego en los poros intersticiales de las rocas carbonatadas. Esto significa que el gas empieza a fluir a saturaciones más altas de aceite en los carbonatos que en las arenas, es por ello que el empuje por gas disuelto es menos eficiente en carbonatos fracturados o con vesículas que en las areniscas, que son más homogéneas. Esto hace suponer que sólo hay una manera de obtener el aceite fuera de los poros intersticiales: por represionamiento, seguido de una caída de presión en los canales, así, el gas disuelto en el aceite lo empujará fuera, hacia los canales, con una expansión secundaria del gas o agua, para remover al aceite de los canales. Por esta razón no se ha tenido mucho éxito en proyectos de recuperación secundaria en calizas fracturadas o con vesículas.

En otro caso, si un campo tiene casquete de gas, la saturación de aceite será muy baja. Si se inyecta agua en la zona del casquete, los poros se inundarán de agua rápidamente, aumentando la permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ ) en el casquete y dándose un rápido movimiento del agua. Esta invasión no removerá al poco aceite existente.

Así mismo, en muchos campos, los estratos del fondo de una arena podrán contener originalmente mayor cantidad de agua y su  $K_{rw}$  será mayor que en los estratos suprayacentes. En muchos casos el agua inyectada viajará preferentemente através de los estratos saturados con agua, resultando la inundación con poca o ninguna utilidad.

(2) referencias al final.

La importancia de la compactación de las rocas en la recuperación de hidrocarburos no ha sido suficientemente reconocida.

El efecto de la permeabilidad en la recuperación es muy grande. Las rocas con baja permeabilidad tienen poca recuperación primaria, consecuentemente pueden ser mejores prospectos para la recuperación secundaria y mejorada, debido a que existirá una mayor saturación de aceite al iniciar el desplazamiento del mismo, sin descartar el efecto de la relación de movilidades de los fluidos.

### DETERMINACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO.

A partir de cortes, núcleos y registros, las disciplinas geológicas (geología estructural, geología histórica, petrología, etc.) pueden determinar las propiedades físicas y heterogeneidades del yacimiento, apoyadas por análisis petrofísicos, geofísicos de detalle y pruebas de presión. Primero se realizan secciones transversales de diferentes estratos que se correlacionan para determinar sus límites laterales y verticales, posteriormente se realizan una serie de mapas en varias subdivisiones verticales.

Con frecuencia la información geológica obtenida durante la primera perforación no es suficiente, por lo que se deberán perforar y nuclear nuevos pozos en áreas piloto y tener toda la información posible.

Tal vez la mejor, y quizá única, manera de manejar las heterogeneidades del yacimiento sea utilizando patrones de pozos repetitivos, fig IV-40. Si un pozo productor está rodeado por pozos inyectores como en el arreglo de 5 ó 9 pozos, el agua empujará al aceite hacia el pozo productor, incluso si hay canales permeables el aceite será levemente forzado.

### PROCESOS DE INUNDACIÓN O INVASIÓN.

Un proceso de inundación analizado en proyección horizontal se muestra en la fig. IV-41. El mapa muestra un arreglo de 5 pozos, 4 inyectores en las esquinas y un productor al centro. La ecuación básica de la invasión es la del flujo fraccional, aunque existen otras más complejas, para calcular el avance de las inundaciones, si se pueden estimar los parámetros, como viscosidades, permeabilidades relativas, saturaciones, etc. La ecuación general del flujo fraccional es:

$$F_d = \frac{1 + [K_o A / \mu_o q] [dP_c/dS - (D_o - D_d) g \cos \theta]}{1 + [K_o \mu_d / K_d \mu_o]}$$

Donde:

[A ]. Es el área transversal de flujo.

[Dd, Do]. Son las densidades del fluido desplazante y del aceite.

[Fd]. Es el flujo fraccional del fluido desplazante.

[g]. Es la aceleración de la gravedad.

[Kd, Ko]. Son las permeabilidades efectivas al fluido desplazante y al aceite.

[ $\mu_d$ ,  $\mu_o$ ]. Son las viscosidades del fluido desplazante y del aceite.

[qt]. Es el gasto total del fluido desplazante.

[sen  $\beta$ ]. Es el ángulo de echado del estrato.

[dPc]

[dPS]. Es la variación de la presión capilar con respecto a la trayectoria del fluido desplazante.

Si se consideran despreciables las fuerzas capilares y gravitacionales, la ecuación se reduce a:

$$[dP_c / dPS] = 0$$

$$\beta > 5^\circ$$

$$D_o - D_d = 0.02$$

$$F_d = \frac{1}{1 + [K_o \mu_d / K_d \mu_o]}$$

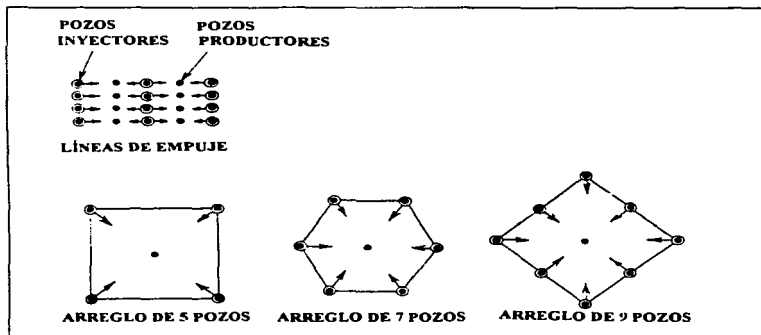


Fig IV-40. Diferentes tipos de arreglos de pozos inyectoros y productores para la recuperación secundaria. (Clark, SPE).

Un análisis del comportamiento mediante una gráfica de  $f_d$  vs  $S_d$ , para diferentes ángulos de echado, fig. IV-42, donde se muestra que cuando éste aumenta, también lo hace la

recuperación: lo mismo acontece al asociar los otros parámetros que intervienen en la ecuación del flujo fraccional.

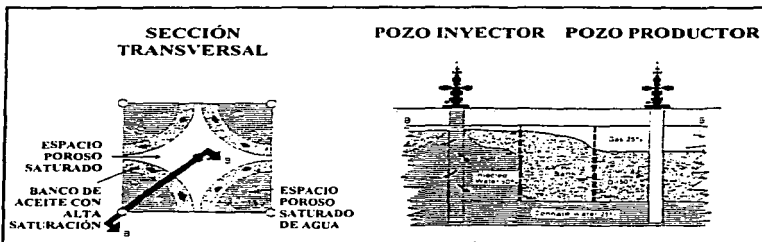


Fig IV-41. Diagrama que muestra los procesos de invasión por agua en proyección areal y vertical, (Clark, SPE).

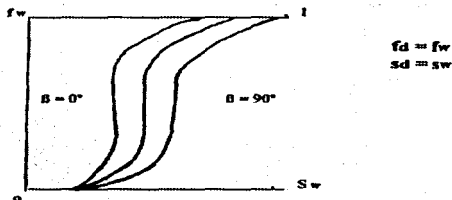


Fig IV-42. Gráfica de  $f_w$  vs  $S_w$ , que muestra como aumenta la recuperación con el echado del estrato, teniendo en cuenta una convención de signos.

#### INVASIÓN DE AGUA.

Fue práctica común en Norte América la designación de una línea de pozos inyectoros y otra pozos productores alternativamente; pero los pozos se inundaban rápidamente, así que se perforó otra línea de pozos productores. Otros arreglos alternativos son los arreglos geométricos regulares (fig IV-40). Estos arreglos de pozos son susceptibles de convertirse en líneas de pozos inyectoros y productores.

En muchos yacimientos se tiene bien definido su contacto agua-aceite; en estos casos se perfora una línea de pozos inyectores de agua al acuífero, llamada inyección de agua periférica, para originar el movimiento ascendente del contacto, obteniéndose altas recuperaciones. Debe analizarse, sin embargo, que no se inhiba la entrada de agua, si la hay.

Sin embargo, en otros campos la inyección periférica no tuvo éxito, debido a las heterogeneidades en las formaciones, causando que el agua se moviera en una dirección preferencial y el avance del contacto no ocurrió. Pruebas realizadas en estos campos mostraron fallas por falta de análisis de los sistemas roca-fluidos y de la morfología del yacimiento, así como por no realizar pruebas preliminares.

### **EFICIENCIA DEL BARRIDO.**

Desafortunadamente las ecuaciones para evaluar la eficiencia volumétrica no son muy reales, pues los sistemas roca-fluidos no son homogéneos. Hasta en el laboratorio, utilizando un medio poroso homogéneo, discretos dedos de agua empujarán al aceite. La caída de presión por unidad de distancia es más baja en las zonas con digitación que en el banco de aceite.

En un yacimiento la situación es más crítica ya que todas las arenas productoras tienen un amplio rango de permeabilidades. El agua primero tratará de ir en línea recta, al pozo productor por la ruta más fácil, si la inundación continúa, el aceite adicional será recuperado de áreas menos permeables.

### **INYECCIÓN DE GAS.**

Se ha observado que la inyección de gas, principalmente cuando es congruente con la segregación gravitacional, también incrementa la producción.

Los procesos de inyección de gas natural han disminuido en la industria petrolera debido a que se ha dado preferencia a su uso como materia prima en la petroquímica y a su empleo como combustible con menor contaminación.

### **IV.10.B RECUPERACIÓN MEJORADA.**

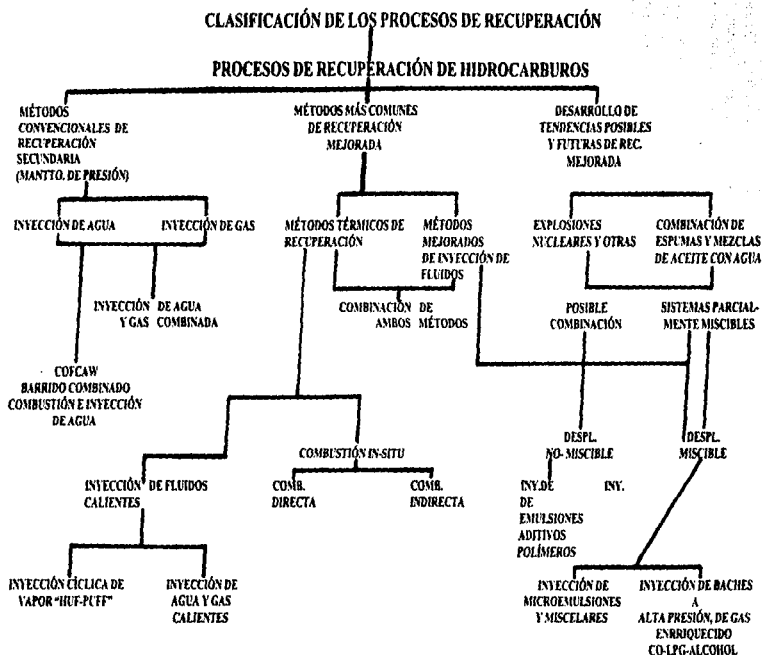
Una vez que los campos han producido bajo sus propios mecanismos y posteriormente pasaron a la etapa de recuperación secundaria, y aún tienen reservas lucrativas, se deberá pensar en métodos de recuperación terciaria o mejorada.

La recuperación mejorada comprende aquellos procesos que tienen como objetivo incrementar la recuperación de yacimientos explotados durante la recuperación secundaria.

Los procesos pueden ser divididos en tres categorías principales: Químicos, Térmicos y Miscibles, la fig. IV-43, muestra las subdivisiones de estos procesos.



Fig IV-43. *Diferentes procesos de recuperación mejorada.*



Aún la inyección de agua deja grandes cantidades de aceite en el yacimiento, alrededor del 50% del aceite original. En campos donde el agua no pudo ser utilizada, Geffen <sup>2</sup>, estimó que alrededor de un 67% del aceite original permanecía remanente en el yacimiento.

### **LIMITACIONES GEOLÓGICO-PETROFÍSICAS EN LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.**

Existen ciertas limitaciones en los métodos de recuperación mejorada resultado de aspectos geológicos y petrofísicos del yacimiento, que no siempre se toman en cuenta.

La principal causa de falla de los métodos de recuperación mejorada es la heterogeneidad del yacimiento, pues muchos de éstos consisten de complejos canales y barras con enormes diferencias en la permeabilidad horizontal y lateral. Estudios geológicos detallados de núcleos y registros ayudan a la interpretación del ambiente de depósito, haciendo posible la predicción de la geometría de los subyacimientos. La comunicación de un pozo al más próximo se ha investigado con pruebas de pulsos.

A causa de las heterogeneidades, el espaciamiento entre pozos para la recuperación mejorada necesita ser más corto, ya que los fluidos químicos inyectados son degradados o adsorbidos por la roca o digitados. Se ha observado que espaciamientos entre 2 y 20 acres (0.1618 y 1.618 Km <sup>2</sup>) dan buenos resultados.

En algunos métodos térmicos de recuperación mejorada se tienen limitaciones en la profundidad y el espaciamiento; así, deberá contemplarse la cotización de los hidrocarburos en el mercado ya que se requerirá siempre en la Ingeniería el análisis económico.

Actualmente se tiene experiencia suficiente en la industria petrolera mundial para aplicar determinados métodos de recuperación mejorada para cada tipo de yacimiento; la Tabla IV-4 muestra los límites en diferentes parámetros que se deben considerar en forma relativa, al pretender aplicar algún método de recuperación mejorada.

El volumen de aceite remanente en el yacimiento y la distribución de su saturación después de la recuperación primaria y secundaria es uno de los parámetros más importantes y difícil de conocer con seguridad, ya que los valores obtenidos en laboratorio no siempre reflejan con certeza la realidad. No obstante esto, siempre deberán los proyectos apoyarse en el laboratorio y en modelos que muestren alternativas.

Es muy probable que el aceite remanente en el yacimiento, después de una recuperación, sea diferente fisicoquímicamente al aceite producido, ya que las fracciones ligeras podrán ser en algunos casos las primeras en producirse, causando que las fracciones más pesadas queden en el yacimiento. Así, una fracción sustancial de aceite podría ser inclusive de hidrocarburos sólidos. Éste aspecto deberá considerarse al momento de elegir el método más apropiado para su recuperación.

Referencias al final

**Tabla IV-4. Limitaciones en la aplicación de los métodos de recuperación mejorada.**

PROCESO.	VISCOSIDAD [cp]	DENSIDAD [° API]	POROSIDAD [%]	PERMEABILIDAD [mD]	SATURACIÓN [%Vp]
Inyección de vapor continua.	200-1000	10-20	≥ 30	> 1000	> 50
Inyección de vapor cíclica.	1000-4000	10-40	≥ 30	_____	> 50
Combustión in-situ [ frente ].	< 1000	10-30	≥ 20	> 300	> 50
Combustión in-situ [ COFCAW ].	< 1000	10-30	≥ 20	_____	> 50
Inyección de polímeros.	< 20	20-40	_____	≥ 50	> 25
Inyección de surfactantes.	≤ 20	≥ 25	> 20	≥ 50	> 25
Inyección de CO <sub>2</sub>	< 10	30-45	_____	> 10	> 25

## CAPÍTULO V.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El objetivo primordial del estudio de las facies sedimentarias es la interpretación del ambiente sedimentario y sus características. Para la Ingeniería Petrolera no es suficiente la interpretación, es necesaria una visión más amplia que permita reconocer el posible interés económico, para lo cual, conocido el proceso, hay que llegar a especulaciones sobre lo que pudo haber sucedido bajo diferentes condiciones, lo que aumentará o disminuirá dicho interés del proceso.

Para el estudio del medio sedimentario antiguo (descriptiva y cualitativamente) es necesario interpretar las características que lo definen (litología, geometría del cuerpo, estructuras sedimentarias, red de paleocorrientes) y que han quedado registradas en el sedimento. Algunas de estas características pueden expresarse en forma cuantitativa, permitiendo disponer de modelos de las facies a escala, siendo posible el ajuste de un modelo para cada caso nuevo y poder predecir la localización de materiales de interés petrolero, en dichas facies.

La existencia de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria está ligada a la presencia de una trampa capaz de detener la migración de éstos. Los factores geológicos responsables de su formación son numerosos y sus interacciones dan lugar a una gran variedad de ellas. Es en las trampas estratigráficas donde el ambiente de depósito juega un papel importante. Son el resultado de la presencia local de una roca almacén aislada por formaciones impermeables vertical y lateralmente, debido a la repartición de los sedimentos durante la deposición

La geometría y orientación de los cuerpos sedimentarios están afectadas por la topografía, morfología, energía y evolución postsedimentaria. Para su estudio es necesario realizar observaciones macroscópicas, en grandes dimensiones, contrariamente a las características litológicas que se determinan sobre muestras. Dicha geometría y orientación, también se deben considerar en las actividades de la ingeniería petrolera, como el desarrollo de campos, por ejemplo.

Las características litológicas reflejan el medio sedimentario y son de importancia decisiva; incluyen la composición mineralógica y química de los diferentes componentes, así como su distribución espacial, textura, relaciones de tamaño de los clastos y los componentes más finos que forman la matriz. La textura referirá características de la partícula (tamaño, forma, orientación, empaque) y su relación grano a grano, lo que influirá en las propiedades de la roca, como son la porosidad y la permeabilidad. Para estudios petrofísicos de yacimientos son necesarias descripciones detalladas de estas características.

Bajo ciertas condiciones de depósito, las partículas tienden a orientarse; esta orientación, principalmente en arenas productoras, tiene un efecto importante en el flujo preferente de los fluidos a través del cuerpo arenoso. Dicha orientación de los granos paralelamente a la superficie de deposición, da como resultado que la permeabilidad en dirección paralela a los planos de estratificación sea mayor que en dirección transversal (la permeabilidad horizontal generalmente es mayor que la vertical).

Para la evaluación correcta de yacimientos es recomendable que se conozcan en forma precisa, los aspectos litológicos y petrofísicos involucrados.

La estimación de las reservas probadas de un yacimiento se apoya inicialmente en un volumen original de hidrocarburos, calculado volumétricamente, el cual requiere sustentarse en un estudio geológico-geofísico detallado para determinar los tipos de límites (superior, laterales e inferior) de la acumulación: fallas, pérdidas de permeabilidad, contactos agua-aceite; es decir en su verdadera morfología. Parámetros importantes en la cuantificación del volumen original también son la porosidad y el espesor neto poroso impregnado. De la porosidad se deberán definir los diversos tipos que se tengan así como los respectivos volúmenes de hidrocarburos asociados. En cuanto al espesor neto, éste se obtiene a partir de datos de registros geofísicos, litología, clasificación y distribución de los granos. Es necesario un conocimiento más detallado del ambiente de depósito, para poder excluir estratos impermeables. El volumen de hidrocarburos inicial deberá ser comprobado ingenierilmente por el comportamiento del yacimiento y la cantidad de hidrocarburos cuantificada como recuperable, o sea las reservas, justificarán las inversiones de infraestructura y equipo para su explotación por lo que es muy importante que se determinen con buen grado de confiabilidad.

Con los mismos criterios, los trabajos de Ingeniería de Yacimientos, enfocados a la recuperación primaria, secundaria o mejorada de hidrocarburos, igualmente deberán apoyarse en los aludidos estudios de caracterización y comportamiento de los yacimientos. La información de los yacimientos que se utiliza en esas etapas de explotación, debe incluir los siguientes aspectos: datos de producción, adicionalmente de análisis PVT, de presiones, pruebas de pozos en toda su amplitud y la retroalimentación de información geológica, geofísica de laboratorio.

Si se conoce el origen del cuerpo arenoso se sabrá cualitativamente la posible distribución de sus propiedades físicas. Todos los sedimentos están estratificados y presentan heterogeneidades: fracturas, estratos impermeables, variaciones de tamaño de granos, variaciones de porosidad y permeabilidad, afectando la recuperación de hidrocarburos; así por ejemplo, en proyectos de inyección de fluidos, las fracturas presentan problemas al comportarse como verdaderos canales al flujo, dejando aceite sin remover y son la principal causa de problemas de conificación y de barrido.

Con el avance tecnológico, se han desarrollado complejos programas de cómputo para simular yacimientos durante las etapas de recuperación primaria y secundaria, con el fin de reproducir el comportamiento de su explotación y con base en esto predecir la

producción futura del yacimiento bajo diferentes alternativas y seleccionar la óptima. Los resultados que se obtengan del simulador dependen de la información que lo alimenta, de aquí la importancia de contar con un buen modelo geológico-petrofísico del yacimiento que proporcione tal información (geometría del yacimiento, límites, heterogeneidades, porosidades, permeabilidades, espesor neto, saturaciones). Aunque mucha de esta información no es obtenida por el Ingeniero Petrolero, sino por Ingenieros Geólogos y Geofísicos, es recomendable que se involucre más en el conocimiento del origen de tal información y como afecta los cálculos, a fin de que tome conciencia de su importancia para que los resultados de sus estudios sean más confiables. Lo deseable es que se trabaje con equipo interdisciplinario, con retroalimentación continua de la información generada.

La simulación de yacimientos, además de disponer de planos de cimas, isopacas, bases, isoíndices de hidrocarburos, así como una retícula basada en la geometría del yacimiento, en dos y tres dimensiones, requiere del conocimiento del ambiente de depósito, el cual no interviene directamente en el simulador; sin embargo, es necesario que quien realice la simulación, conozca esta información, para poder variar algunos parámetros con cierta lógica, durante el ajuste del modelo.

Con lo anterior se puede observar que es básico disponer de modelos geológico-geofísicos-petrofísicos de los cuerpos sedimentarios que permitan realizar con más fundamento las actividades de la Ingeniería Petrolera.

---

## APÉNDICE.

---

### TÉRMINOS GEOLÓGICOS.

**ANASTOMOSADO:** Referido a corrientes que se ramifican y agrupan de forma irregular, para producir una configuración parecida a la de una red.

**ARAGONITA:** Mineral de tipo carbonatado, ortorrómbico, encontrado en rocas sedimentarias, (CaCO<sub>3</sub>).

**ARENAS RELÍCTICAS:** Sedimentos arenosos más antiguos.

**BACKSHORE:** Subambiente más próximo al continente, de una playa ideal, que limita con un cordón de dunas y su límite inferior lo constituye el nivel de marea alta.

**BIOTURBACIÓN:** Retrabajamiento y degradación de los sedimentos debido a la acción del movimiento de organismos.

**BOUNDSTONES:** Término utilizado por Dunham, para la clasificación de rocas compuestas originalmente de carbonatos.

**BREA:** Residuo pastoso resultado de la destilación de la hulla o petróleo.

**BRECHA:** Uno de los principales grupos de rocas detríticas ruditas, constituida predominantemente de fragmentos angulosos, lo que implica un transporte muy pequeño del material. En general, presentan mala clasificación del tamaño de grano, contienen fragmentos de roca provenientes de una fuente restringida.

**BURROWS:** Agujero cilíndrico o tabular hecho por gusanos que comen lodo, moluscos u otros invertebrados, extendiéndose a lo largo de los planos de estratificación o penetrando la roca. Estos agujeros frecuentemente se han rellenado con arcilla, arena o se han preservado. Pueden ser rectos, sinuosos, verticales, horizontales o inclinados.

**BUZAMIENTO:** Ángulo entre una superficie (capa, plano de esquistosidad, contacto normal, etc.) y un plano horizontal. Su valor es el de la inclinación de la línea de máxima pendiente. El sentido o dirección del buzamiento, es la dirección de la línea de máxima pendiente orientada hacia abajo. Es perpendicular a la dirección de la superficie.

**CIRCO:** Forma del relieve de una región montañosa sometida a la acción de glaciares. Se origina a partir de una cabeza de valle ordinario o de cualquier otra depresión que logre

llenarse de nieve. Presenta en planta una forma circular y en algunos casos puede llegar a formar pequeños lagos.

**DISH:** Estructura primaria desarrollada en los clastos gruesos de las turbiditas. Consiste de pequeñas formas lenticulares de 4 a 50 cm de longitud y de 1 a pocos cm de espesor. En planta presenta formas ovaladas orientadas con la estratificación.

**ESTRATIFICACIÓN:** Superficie paralela a la superficie de depositación, puede o no tener una expresión física clara. La posición original de un plano de estratificación no debe suponerse siempre horizontal.

**ESTRIACIONES:** Pequeños surcos. Este término se aplica normalmente a los surcos formados por la acción de los glaciares.

**FACIES:** Suma total de caracteres, tales como: tipo de roca, contenido mineral, estructuras sedimentarias, contenido de fósiles, etc., que caracterizan al sedimento depositado en un medio determinado. Las facies que se caracterizan por el tipo de roca se denominan *litofacies*, en tanto que las caracterizadas especialmente por su fauna se denominan *biofacies*.

**FLASER:** Capas paralelas circundando cuerpos lenticulares, granulares, en las estructuras *flaser*.

**FLYSCH:** Término de origen Suizo, aplicado de manera estricta a sedimentos relacionados con la Orogenia Alpina. Se utiliza para describir a los sedimentos procedentes del desmantelamiento de estructuras de plegamiento, que son posteriormente deformados durante el desarrollo de las mismas estructuras.

**FORESHORE:** Subambiente de una playa ideal, con sedimentos y morfología de fondo distintos a los otros subambientes de esta zona. Corresponde a la zona intramareal; sus límites inferior y superior los constituyen, respectivamente, la marea alta y la baja.

**GRADACIÓN** = Granoclasificación.

**GRAINSTONES:** Término utilizado por Dunham para la clasificación de rocas compuestas originalmente por carbonatos. No presentan partículas finas.

**HEMIPELÁGICO:** Depósito sedimentario marino formado por la acumulación de organismos y partículas finas sobre el fondo. Este tipo de depósitos está con frecuencia intercalado entre turbiditas, pero a diferencia de éstas, no contiene fauna alóctona.

**HUELLAS DE CARGA:** Estructura sedimentaria.

**INTERTIDAL** = INTERMAREAL.



**LAGOON:** Extensión de agua marina en el centro de un atolón o entre la costa y una barrera.

**LAMINACIÓN:** Disposición de los elementos detríticos de una capa en finas bandas.

**LIGNITA:** (Del latín *Lignum*, leña). Carbón.

**MEGARIPPLES:** Ripples a gran escala.

**MEGASECUENCIA:** Secuencia de segundo orden, que corresponde a una composición ordenada de secuencias.

**OFFSHORE:** Área de sedimentación de materiales de plataforma, con delimitación algo imprecisa, mar adentro.

**PALEOCADENAS:** Conjunto de relieves antiguos, con longitudes de algunas centenas de kilómetros y anchura más reducida. Su origen estuvo ligado a deformaciones tectónicas a menudo muy importantes o a fracturas que propiciaron un vulcanismo activo.

**PALEPENDIENTE:** Inclinación de una antigua superficie del terreno, tal como existió en algún momento de la historia geológica.

**PELÁGICO:** Término aplicado a flora y fauna marina que no vive sobre el fondo, sino que nadan o flotan, formando respectivamente el necton y el plancton.

**PELLETS:** Pequeñas masas de excrementos de invertebrados, que generalmente no suelen ser mayores a tres milímetros de diámetro, frecuentemente son ovoides, pero pueden tener forma de varilla.

**PROGRADACIÓN:** Fenómeno de avance progresivo hacia altamar del talud de un margen continental o del frente de un delta submarino, a causa de una importante sedimentación detrítica.

**RIPPLES:** Rizaduras alargadas que forman relieves en la superficie superior de una capa de finos detritos. Son debidas a la agitación de las olas sobre la playa o a la acción de corrientes marinas sobre el fondo.

**RRECIFAL = ARRECIFAL.**

**SABKHA:** Término árabe referido a las amplias superficies incrustadas de sal que están por encima de mareas o llanuras costeras, que rodean lagunas y plataformas interiores.

**SECUENCIA DE BOUMA:** Describe una secuencia turbidítica en su forma más completa. Comprende cinco intervalos, de abajo hacia arriba: A: con gruesos y granoclasificación. B: arenoso, fino y granular. C: fino, convolucionado y ondulado. D:

limoso, fino y laminar. E: arcilloso. Esta secuencia tipo con frecuencia está incompleta y el estudio de las series formadas proporciona indicaciones sobre las condiciones de la sedimentación.

**SERPENTINA:** Es un tipo de roca, más concretamente serpentinita, denominada de acuerdo con la roca madre, por ejemplo: serpentina dunitica.

**SHOREFACE:** Parte más lejana de una playa ideal, localizada siempre bajo las aguas, delimitada entre el nivel de marea baja y el punto donde el oleaje deja de ejercer su acción sobre el fondo.

**SLUMPS:** Estructura sedimentaria que ha sido retrabajada por fenómenos subacuáticos de deslizamiento en masa de sedimentos todavía embebidos en agua.

**WACKESTONES:** Término utilizado por Dunham para clasificar rocas carbonatadas. Rocas con granos sin contacto mutuo, con menos del 10% de lodo.

## REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.

### REFERENCIAS.

1. Scholle, P. A. and Spearing, D. "Sandstone Depositional Environments". AAPG, Memoir 31. Tulsa, Oklahoma 74101, U.S.A., 1992.
2. Dickey, P. A. "Petroleum Development Geology", Penn Well Books, Tulsa Oklahoma. Second edition, 1981.

### BIBLIOGRAFÍA.

1. Alonso, C. I. "Apuntes de Terminación y Reparación de Pozos". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (DICT), Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1983.
2. Bates, R. L. "Dictionary of Geological Terms". American Geological Institute. Third Edition, 1984.
3. Benitez, H. M. "Apuntes de Tecnología de la Perforación". Vol. I., DICT, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1987.
4. Bourgoyne, A. T. and Millheim, K. K. "Applied Drilling Engineering". Vol. II, S.P.E., Textbook Series, Second Edition, 1991.
5. Calvin, C. M. and Dalton, R.L. "Reservoir Simulation". Monograph, Vol. 13, S.P.E., 1989.
6. Corrales, I. Z. "Estratigrafía". Editorial Rueda, Madrid, 1977.
7. Darwin, R. S. "Summary Sheets of Sedimentary Deposits (Seven Sheets)". Denver Research Center, Marathon Oil Co. Inc., The Geological Society of America, 1974.
8. Dickey, P. A. "Petroleum Development Geology". Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, second edition, 1981.
9. Donaldson, E. C. and Chilingarian, G.V. "Enhanced Oil Recovery. Process and Operations". Elsevier Science Publishing Co. Inc., Oklahoma, 1989.
10. Faribridge, R. W. "Boegeois Loanne". The Encyclopedia of Sedimentology, Vol.VI., Encyclopedia of the Earth Sciences Series. Dowhen Hutchinson and Boss Inc., London, 1980.

11. Foucault, A. "Diccionario de Geología". Editorial Masson, España, 1986.
12. Friedman, G. M. "Principles of Sedimentary Deposits, Stratigraphy and Sedimentology". Macmillan Publishing Co., U.S.A., 1992.
13. Garaicochea, P.F. "Apuntes de Estimulación de Pozos". DICT, Departamento de Explotación del Petróleo. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1980.
14. Guillemot, J. "Geología del Petróleo". Paraninfo. Segunda Edición, España, 1982.
15. Hernández, M. G. y Domínguez, G. C. "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos". DICT, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1984.
16. Hobson, G. D. "Developments in Petroleum Geology". Vol. I. Applied Science Publishers, England. First Edition, 1973.
17. Krumbein, W. C. and Sloss, L.L. "Stratigraphy and Sedimentation". Northwestern University, Department of Geology. San Francisco and London, Second Edition, 1973.
18. León, V.R. "Análisis práctico de Pruebas de Incremento de Presión, Eliminando el Efecto de Llenado del Pozo". Ingeniería Petrolera, Vol. XXVI, No. 28, pg. 12, 1986.
19. Levorsen, A.I. "Geology of Petroleum". University of California Berkeley. Second Edition, 1967.
20. Loreto, M. E., et al. "Apuntes de Recuperación Secundaria". DICT, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1976.
21. Masson, J. F. and Parke, A. D. "Oil Field Development Techniques". Proceeding of the Daqing International Meeting. A.A.P.G. Studies in Geology No. 28, 1982.
22. Mian, M. A. "Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer". Penn Well. Tulsa, Oklahoma, 1992.
23. Muravyov, I. and Andriasov, R. "Development and Exploitation of Oil and Gas Fields". Translated from the Russian Translation Peace Publishers Moscow, 1969.
24. Pettijohn, F. J. "Sedimentary Rocks". The Hopkins University, Baltimore. Third Edition, 1975.
25. Pirson, J. S. "Geologic Well Log Analysis". Gulf Publishing Company Book, Texas. Second Edition, 1982.

26. Pirson, J. S. "Geologic Well Log Analysis". Gulf Publishing Company Book, Texas. Third Edition, 1985.
27. Richardson, T.X. "Hydraulic Fracturing". Vol. I. S.P.E. Reprint Series No. 28, 1990.
28. Schechter, R.S. "Oil Well Stimulation". Prentice Hall, New Jersey. 1992.
29. Scholle, A.P. and Bebout, D.G. "Carbonate Depositional Environments". A.A.P.G.. Memoir 33, 1983.
30. Scholle, A.P. and Darwin R.S. "Sandstone Depositional Environments". A.A.P.G.. Memoir 31, 1983.
31. Selley, R.C. "Ancient Sedimentary Environments and Their Sub-Surface Diagnosis". Chapman and Hall Ltd. London. Third Edition, 1985.
32. Selley, R.C. "An Introduction to Sedimentology". Academic Press London Ltd., 1976.
33. S.P.E. of A.I.M.E.. "Drilling". S.P.E. Reprint Series No. 6a, 1973.
34. S.P.E. of A.I.M.E.. "Numerical Simulation". S.P.E. Reprint Series No. 11., 1973.
35. S.P.E. of A.I.M.E.. "Well Completions". S.P.E. Reprint Series No. 5a, Vol. II., 1978.
36. Stiegeler, E.S. "A Dictionary of Earth Sciences". MacMillan Press Ltd, London, 1976.
37. Tissot, B.D. "El Petróleo, su Formación y Localización". Conacyt, México, 1978.
38. Uren, L. C. "Ingeniería de Producción del Petróleo, Desarrollo de Campos Petroleros". Editorial Continental, México, 1969.
39. Whitten, D.G. "Diccionario de Geología". Alianza Editorial, Madrid, 1972.