

13
Rej



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

"CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD EN
ROCAS SEDIMENTARIAS Y SU RELACION CON
YACIMIENTOS PETROLIFEROS".

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO GEOLOGO

P R E S E N T A:

JOSE RAMON IBARRA GALVEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-140

Señor IBARRA GALVEZ JOSE RAMON.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.- Antonio Sánchez Trejo, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO GEOLOGO.

"CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD EN ROCAS SEDIMENTARIAS Y SU RELACION CON YACIMIENTOS PETROLIFEROS"

- I INTRODUCCION.
- II SEDIMENTOS Y ROCAS CALCAREAS.
- III SEDIMENTOS Y ROCAS TERRIGENAS.
- IV COMPARACIONES FUNDAMENTALES REFERENTES A LA POROSIDAD EN ROCAS.
- V POSORIDAD EN LA MIGRACION Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
- VI EVALUACION CUANTITATIVA DE LA POROSIDAD.
- VII CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD EN UNA FORMACION ALMACENADORA DE HIDROCARBUROS.
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., julio 11 de 1986.

EL DIRECTOR


Dr. Octavio A. Rascón Chávez

ARCH' MRV' gta

I N D I C E

	PAGINA
1. INTRODUCCION	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Definiciones Generales	3
1.3.1 Definiciones de la Porosidad	3
1.3.2 Tipos de Arreglos	5
1.3.3 Evolución de la Porosidad	10
1.4 Tipos Básicos de Porosidad	13
2. SEDIMENTOS Y ROCAS CALCAREAS	31
2.1 Porosidad Primaria	31
2.2 Porosidad Secundaria	33
2.3 Procesos Diagenéticos	37
2.3.1 Dolomitización	47
2.3.2 Fracturamiento	50
2.4 Modelos Geométricos de Poros y Eficiencia de Recuperación de los Hidrocarburos	52
3. SEDIMENTOS Y ROCAS TERRIGENAS	62
3.1 Porosidad Primaria	62
3.2 Porosidad Secundaria	66
3.2.1 Compactación	79
3.2.2 Cementación	81
3.3 Migración de Fluidos	83
4. COMPARACIONES FUNDAMENTALES REFERENTES A LA POROSIDAD EN ROCAS	87
4.1 Comparación entre Rocas Carbonatadas y Terrígenas	87
4.2 Porosidad en Rocas no Sedimentarias	88
5. POROSIDAD EN LA MIGRACION Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS	91
5.1 Conceptos Generales	91
5.2 Migración Primaria	91

5.3	Migración Secundaria	
6.	EVALUACION CUANTITATIVA DE LA POROSIDAD	101
6.1	Métodos Indirectos	101
6.1.1	Registro Sónico de Porosidad (BHC)	101
6.1.2	Registro de Densidad de la Formación (FDC)	109
6.1.3	Registro Neutrónicos (GNT, SNP y CNL)	115
6.1.3.1	Registro Neutrón-Gamma (GNT)	115
6.1.3.2	Registro Epitérmico de Pared (SNP)	120
6.1.3.3	Registro de Neutrones con Sonda de Dos Detectores (CNL)	122
6.2	Métodos Directos	125
6.2.1	Láminas Delgadas (Estudios Petrográficos)	125
6.2.2	Análisis de Muestras de Núcleos (Estudios Petrofísicos)	128
6.2.3	Reproducción de Moldes Porosos por Inyección de Resina	132
6.2.4	Curvas de Presión Capilar - Mercurio	138
6.2.5	Técnicas de Impresión de Textura (Peels)	143
7.	CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD EN UNA FORMACION ALMACENADORA DE HIDROCARBUROS	146
7.1	Introducción	146
7.2	Análisis de Registros Geofísicos de Pozos	147
7.3	Correlación de la Porosidad de Registros Geofísicos	150
7.4	Análisis de Núcleos y Láminas Delgadas	150
7.5	Interpretación	157
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	160
	REFERENCIAS	163

C A P I T U L O 1

I N T R O D U C C I O N

1.1 OBJETIVOS

Los principales objetivos que se persiguieron durante la realización del presente trabajo, fueron:

Recopilar de manera integral, los estudios más actualizados vinculados con la porosidad y los sistemas porosos en rocas carbonatadas y terrígenas, y analizar su relación directa con las formaciones productoras de hidrocarburos.

Este trabajo se fundamenta en los estudios realizados por diversos investigadores. Los cuales constituyen la fuente de información más valiosa y completa que se tiene en la actualidad sobre porosidad.

Analizar los fenómenos que provocan la creación, modificación y destrucción de la porosidad. Y presentar las definiciones más completas y usuales de porosidad, su cálculo, y el porqué de su estudio durante la explotación de yacimientos petrolíferos para lograr una óptima recuperación de hidrocarburos.

Señalar la clasificación más completa de los tipos básicos de porosidad, así como los términos más utilizados en la descripción de los poros y sistemas porosos.

Y finalmente, contar con una fuente de consulta accesible a toda persona interesada en cuestiones de porosidad.

1.2 ANTECEDENTES

La década de los setentas se caracteriza por ser una etapa de gran auge dentro del campo de la investigación de la porosidad en las rocas carbonatadas y terrígenas.

Surgen en esta década, nuevos conceptos e ideas que complementan estudios anteriores y profundizan sobre varios aspectos.

De los diversos trabajos propuestos existe una amplia variedad de métodos y estudios; los cuales se analizan en este trabajo de manera resumida, siguiendo un orden secuencial.

En la actualidad los hidrocarburos son muy difíciles de extraer del subsuelo, por lo que se requiere de técnicas lo más efectivas, sobre todo para la recuperación mejorada (secundaria, terciaria, etc.).

Para una planeación adecuada y eficaz de los proyectos de explotación, se requiere de profundos conocimientos que estén relacionados principalmente con la distribución, comportamiento y naturaleza de la porosidad y sistemas porosos de las formaciones almacenadoras de hidrocarburos.

1.3 DEFINICIONES GENERALES

Las rocas sedimentarias se encuentran constituidas por partículas o granos de formas y tamaños muy variados que durante el curso de la diagénesis llegan a consolidarse hasta formar una masa compacta, lo cual se debe a dos fenómenos: uno mecánico de compactación y otro químico de cementación.

El ordenamiento o arreglo de estas partículas se manifiesta en la textura de la roca, la cual se caracteriza por contener espacios vacíos, Figura 1.1.

Estos espacios vacíos conforman al sistema poroso, el cual tiene la capacidad de almacenar fluidos tales como agua o hidrocarburos.

1.3.1. Definiciones de la Porosidad.

- Porosidad (\emptyset). La porosidad se define como la fracción de volumen equivalente del espacio poroso (V_p) con respecto al volumen total de roca o sedimento (V_t), se multiplica por cien para expresarla como porcentaje:

$$\emptyset(\%) = \frac{\text{Volumen de los poros}}{\text{Volumen Total}} = \frac{\text{Volumen Total} - \text{Volumen Sólido}}{\text{Volumen Total}} \times 100 \left[\frac{\text{m}^3 \text{ Poros}}{\text{m}^3 \text{ Roca}} \right]$$

(1.1)

La Figura 1.2, ilustra la definición de estos parámetros. El tamaño, forma y distribución de las partículas son factores que producen variación en la porosidad.

- Porosidad Absoluta (\emptyset_A). Es la razón del espacio poroso total (incluye tanto a los poros interconectados, V_{pi} , como a los poros aislados, V_{pa} , de una roca) con respecto al volumen total de la roca o sedimento (V_T), y se expresa en porcentaje o fracción ^{u-6*}

* Ver referencias al final del trabajo

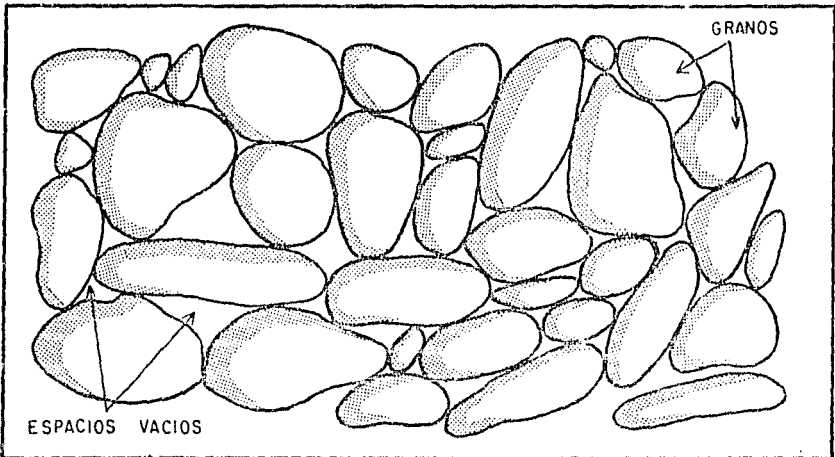


FIG.1.1.- REPRESENTACION DE ESPACIOS VACIOS ENTRE LOS GRANOS.

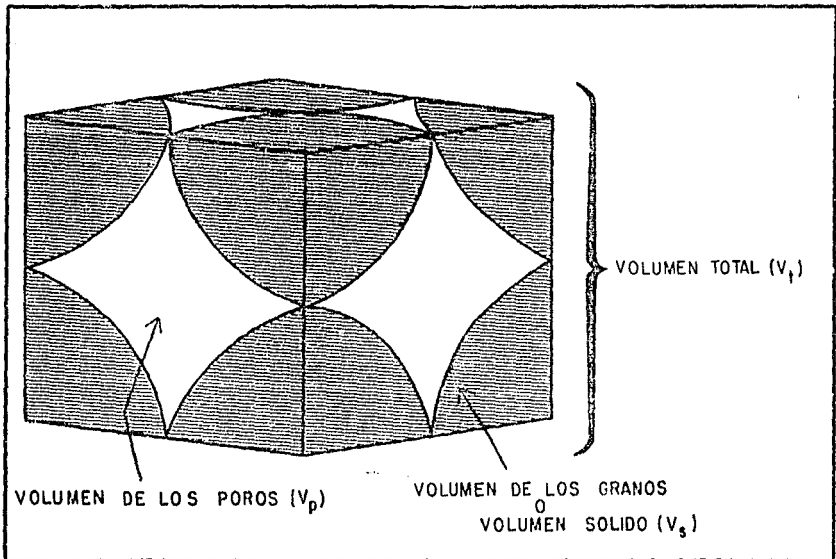


FIG.1.2.- PARAMETROS BASICOS DE LA POROSIDAD.

$$\emptyset_A = \frac{V_{pi} + V_{pa}}{V_T} \times 100 \left[\frac{\text{m}^3 \text{ Poros aislados + interconectados}}{\text{m}^3 \text{ Roca}} \right] \quad (1.2)$$

- Porosidad Efectiva (\emptyset_E). Es la razón del espacio poroso interconectado (V_{pi}) (el volumen aprovechable de los poros) con respecto al volumen total de la roca o sedimento (V_T) y se expresa en porcentaje o fracción.^{2,6-7}

$$\emptyset_E = \frac{V_{pi}}{V_T} \times 100 \left[\frac{\text{m}^3 \text{ Poros interconectados}}{\text{m}^3 \text{ Roca}} \right] \quad (1.3)$$

- Porosidad Residual (\emptyset_R). Es la razón del espacio poroso no interconectado o aislado (V_{pa}) con respecto al volumen total de la roca o sedimento (V_T) y se expresa en porcentaje o fracción.⁶

$$\emptyset_R = \frac{V_{pa}}{V_T} \times 100 \left[\frac{\text{m}^3 \text{ Poros aislados}}{\text{m}^3 \text{ Roca}} \right] \quad (1.4)$$

1.3.2 Tipos de Arreglos

Se han realizado diversos cálculos teóricos relacionados con los valores límites aproximados de porosidad para diversos arreglos de empaques de esferas:

- Arreglo cúbico de granos esféricos, (con empaque abierto), donde el máximo valor de $\emptyset = 47.6\%$. Es el arreglo menos compacto. Figura 1.3
- Arreglo rómbico de granos esféricos, (con empaque cerrado), donde el valor máximo de $\emptyset = 25.96\%$. Figura 1.4
- Arreglo cúbico de dos tamaños diferentes, (Figura 1.5) donde el valor máximo de $\emptyset = 12.5\%$. Es el arreglo más cerrado.

Tomando como modelo una celda unitaria de empaque cúbico (Figura 1.6), la porosidad se calcula de la siguiente manera:

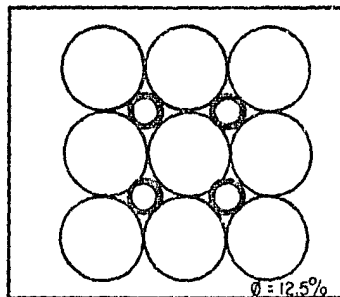
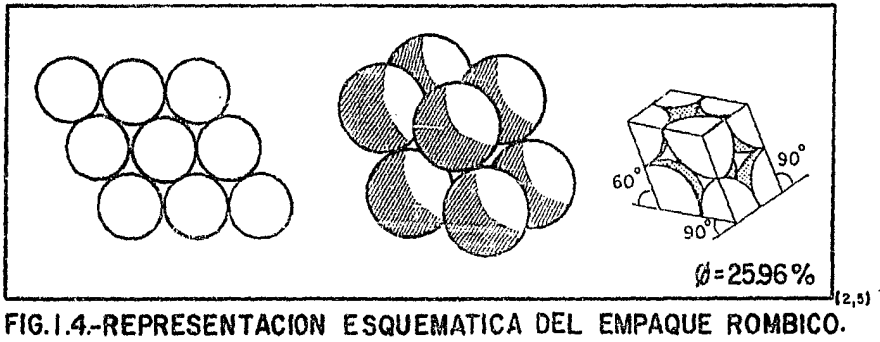
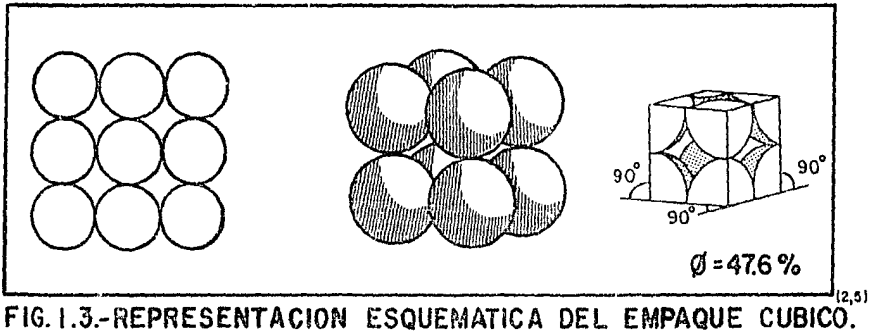


FIG. 1.5.-EMPAQUE CUBICO CON DOS TAMAÑOS EN EL GRANO. ⁽²⁾

Se tienen 8 esferas en la celda unitaria, por lo tanto

$$V_T = (2r^3) = 8r^3$$

La celda unitaria contiene una esfera, por lo tanto

$$V_S = 4/3 \pi r^3$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación 1.1

$$\phi = \frac{8r^3 - 4/3 \pi r^3}{8r^3} \times 100 = 1 - \frac{\pi}{6} \times 100 = 47.6\% \left[\frac{\text{m}^3 \text{ Poros}}{\text{m}^3 \text{ Roca}} \right]$$

La Figura 1.7 ilustra una arenisca poco consolidada, con granos relativamente angulares.

En la Figura 1.8 se muestra una caliza idealizada conteniendo vesículas relativamente grandes que incrementan la porosidad, y fracturas que si bien aumentan el valor de la porosidad, el incremento es mucho más notable en la permeabilidad.

En la Figura 1.9 se presentan algunas muestras típicas de núcleos.

En términos reales, existen criterios cualitativos para referirse a la porosidad:

Monicard ²	(ϕ en %)	Levorsen ¹	(ϕ en %)
Despreciable si	$\phi < 5$	Despreciable	0 - 5
Baja si	$5 < \phi < 10$	Baja	5 - 10
Buena si	$10 < \phi < 20$	Regular	10 - 15
Muy Buena si	$\phi > 20$	Buena	15 - 20
		Muy Buena	20 - 25

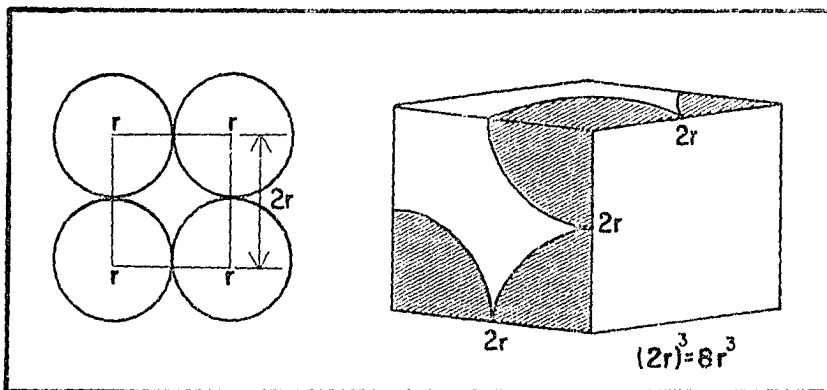


FIG.1.6.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA OBTENCION DE $2r$ Y $8r^3$.

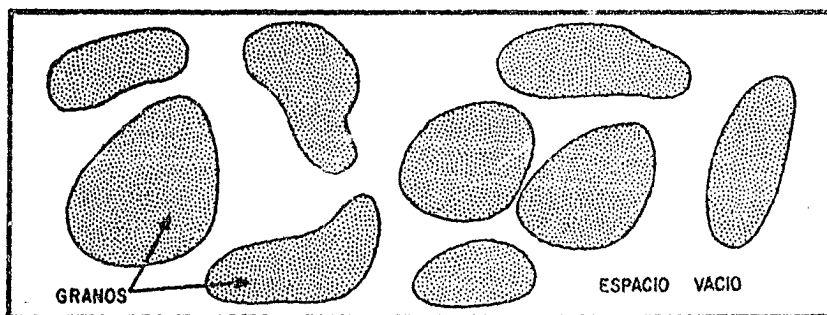


FIG.1.7.-ARENA CARACTERISTICA. ⁽²⁾

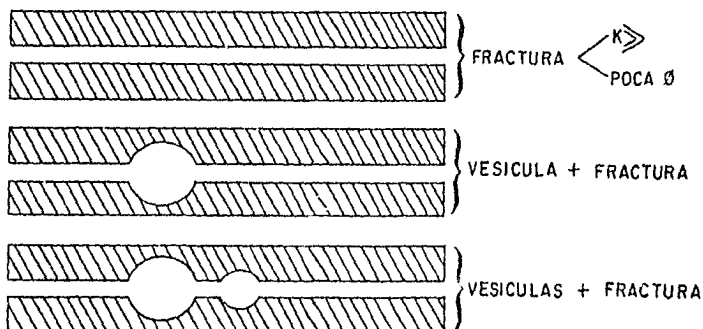


FIG.1.8.-REPRESENTACION IDEALIZADA DE UNA CALIZA CON VESICULAS Y FRACTURAS. ⁽²⁾

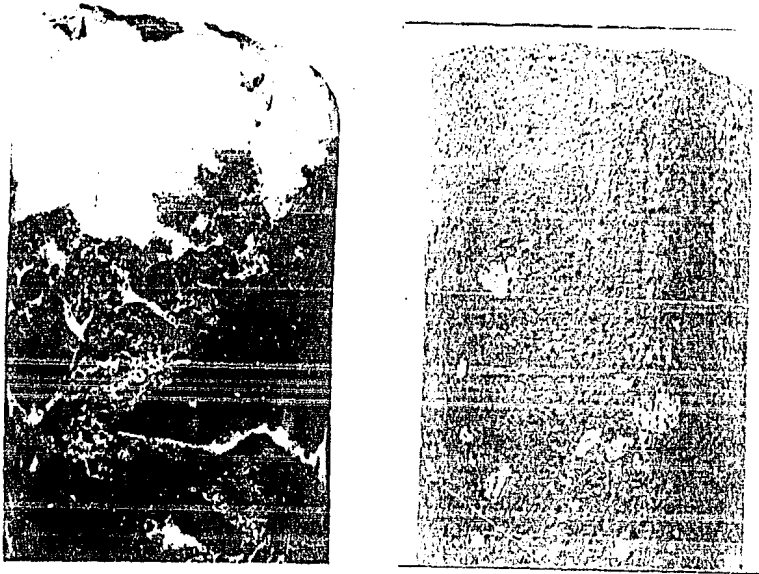


FIG. 1.9.-MUESTRAS TÍPICAS DE NUCLEOS.

1.3.3. Evolución de la Porosidad

La porosidad sufre cambios importantes desde el momento en que las partículas sedimentarias son formadas hasta el tiempo en que estas partículas o agregados de fragmentos derivados de ellas, llegan a descansar en su sitio de depositación y sepultamiento final.

Bajo esta perspectiva la porosidad ha sido clasificada en "Primaria" y "Secundaria".

Una nomenclatura más detallada considera las fases de evolución más significativas en la formación y transformación de la porosidad, Figura 1.10.

FASE	POROSIDAD		
Predepositacional	Primaria	}	
Depositacional			
Posdepositacional	Secundaria	}	
			Eogenética
			Mesogenética
		Telogenética	

- POROSIDAD PRIMARIA

. Porosidad Primaria Predepositacional. Se denomina de esta manera a todos los poros existentes dentro de las partículas sedimentarias o sedimentos esqueléticos y no esqueléticos.

Aunque una amplia variedad de tipos de poros contribuyen a la porosidad predepositacional, en su mayoría está conformada por celdas internas, cámaras, aperturas dentro de organismos esqueléticos individuales, o bien dentro de granos constituidos por varias partículas tales como los pellets.

En algunos casos este tipo de porosidad puede contribuir notablemente al valor de la porosidad total; por ejemplo, los pellets pueden contener más del 50% de espacio poroso; los oólitos individuales también contribuyen notablemente.

La duración del tiempo predeposicional puede variar desde miles de años en áreas con ritmos de sedimentación acompañados por procesos de retrabajamiento intermitente de los depósitos de fondo, hasta prácticamente un tiempo nulo donde solo hay secreción directa o precipitación de CaCO_3 dentro de un crecimiento orgánico acrecional que forma de inmediato un depósito final (Figura 1.10).

- . Porosidad Primaria Deposicional. Es el tipo de porosidad presente en los sedimentos o en crecimientos orgánicos acrecionales que se conforma previamente y durante la fase de su deposición final. Incluye tanto a porosidades predeposicionales, como a porosidades formadas durante los procesos de deposición final. Esta etapa, aunque muy breve en tiempo, es de gran trascendencia al conformarse la porosidad. La porosidad deposicional puede llegar a formar dos tercios del volumen en lodos carbonatados. En sedimentos carbonatados gruesos y bien clasificados, la porosidad deposicional forma un tercio del volumen total; la mayor parte del espacio poroso es del tipo interpartícula, y una cantidad pequeña es creada por el crecimiento de "boundstones" orgánicos, y raramente inorgánicos (por ejemplo, el travertino). También puede desarrollarse porosidad por horadaciones, disolución u otros procesos en la interfase deposicional (Figura 1.10).

- POROSIDAD SECUNDARIA

- . Porosidad Secundaria Posdeposicional. La etapa posdeposicional implica el tiempo posterior al depósito final de los sedimentos. La porosidad creada en esta etapa, es la porosidad secundaria posdeposicional, debido a que el intervalo de tiempo implicado en esta etapa es muy grande y los procesos que pueden modificar a la porosidad son muy diversos, se han propuesto subdivisiones a esta etapa posdeposicional. Las subdivisiones, eogenética, mesogenética y telogenética, propuestas por Choquette y Pray⁴ se basan en la importancia de la evolución de la porosidad a partir de eventos posdeposicionales tempranos y muy tardíos. Estos pueden relacionarse a procesos superficiales en contraste con a-

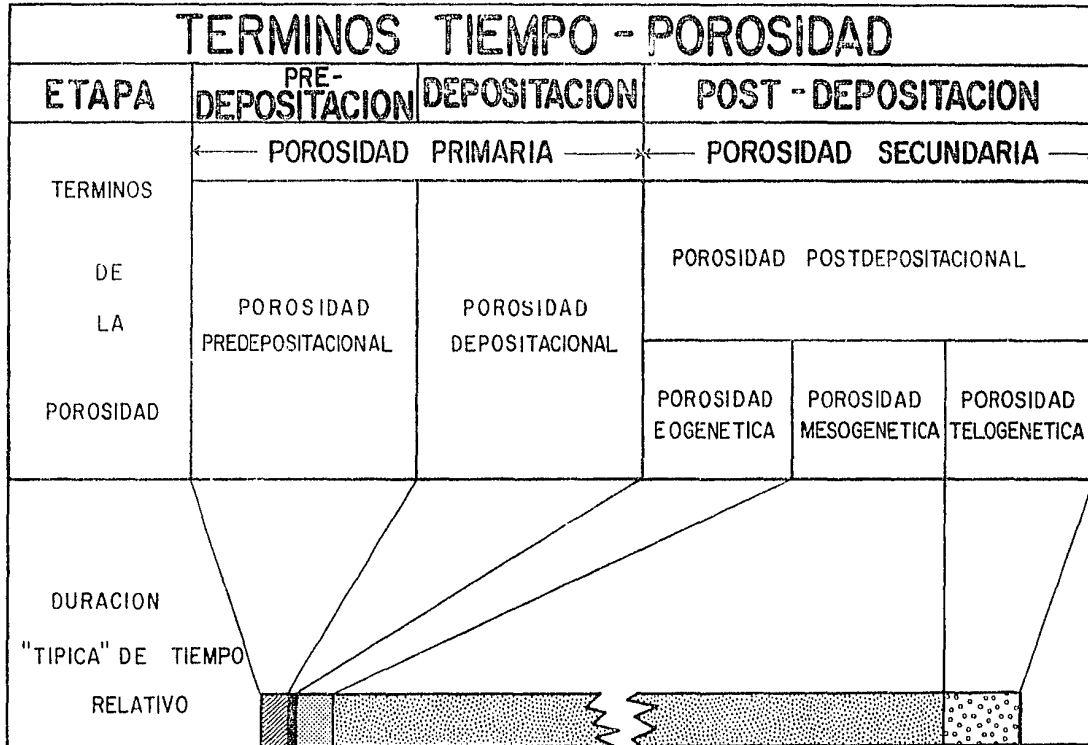


FIG.1.10.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS TERMINOS TIEMPO - POROSIDAD.⁽⁴⁾

quellos que ocurren a grandes profundidades.

Este planteamiento está basado también en el reconocimiento de que la porosidad creada o tempranamente modificada (eo) en el tiempo posdeposicional comunmente es muy diferente de la porosidad creada o modificada en la etapa tardía o final (telo) asociada con una superficie de erosión en rocas que tuvieron un sepultamiento grande.

La porosidad temprana generalmente tiene características selectivas de la fábrica y la tardía no (Figura 1.10).

1.4. TIPOS BASICOS DE POROSIDAD.

Choquette y Pray,⁴ presentaron en enero de 1970 una de las clasificaciones más completas de los tipos de porosidad presentes en sedimentos carbonatados.

La Figura 1.11 muestra un resumen de los tipos de porosidad definidos por tales autores, y la Figura 1.12 muestra los términos modificadores de las porosidades.

Debido a que los sedimentos terrígenos respecto a los carbonatados son en menor grado modificados por procesos diagenéticos, el espectro de los tipos de porosidad referidos cubre holgadamente las variedades presentes en los sedimentos terrígenos. Por lo tanto, se presentará la descripción de porosidades, basándose en la clasificación de Choquette y Pray.

- POROSIDAD SELECTIVA DE LA FABRICA

- . Porosidad Interpartícula (BP). Se define de esta manera a todo aquel espacio poroso presente entre las partículas que conforman un sedimento o roca. Su origen puede ser depositacional en el caso de las arenas y carbonatos clásticos, o bien posdeposicional debido a diversos procesos en los cuales el más importante es la disolución selectiva de la matriz (micrita) de textura fina de entre las partículas grandes.

Este es uno de los tipos de porosidad que predomina en los sedimentos terrígenos y carbonatados.

TIPOS BASICOS DE POROSIDAD

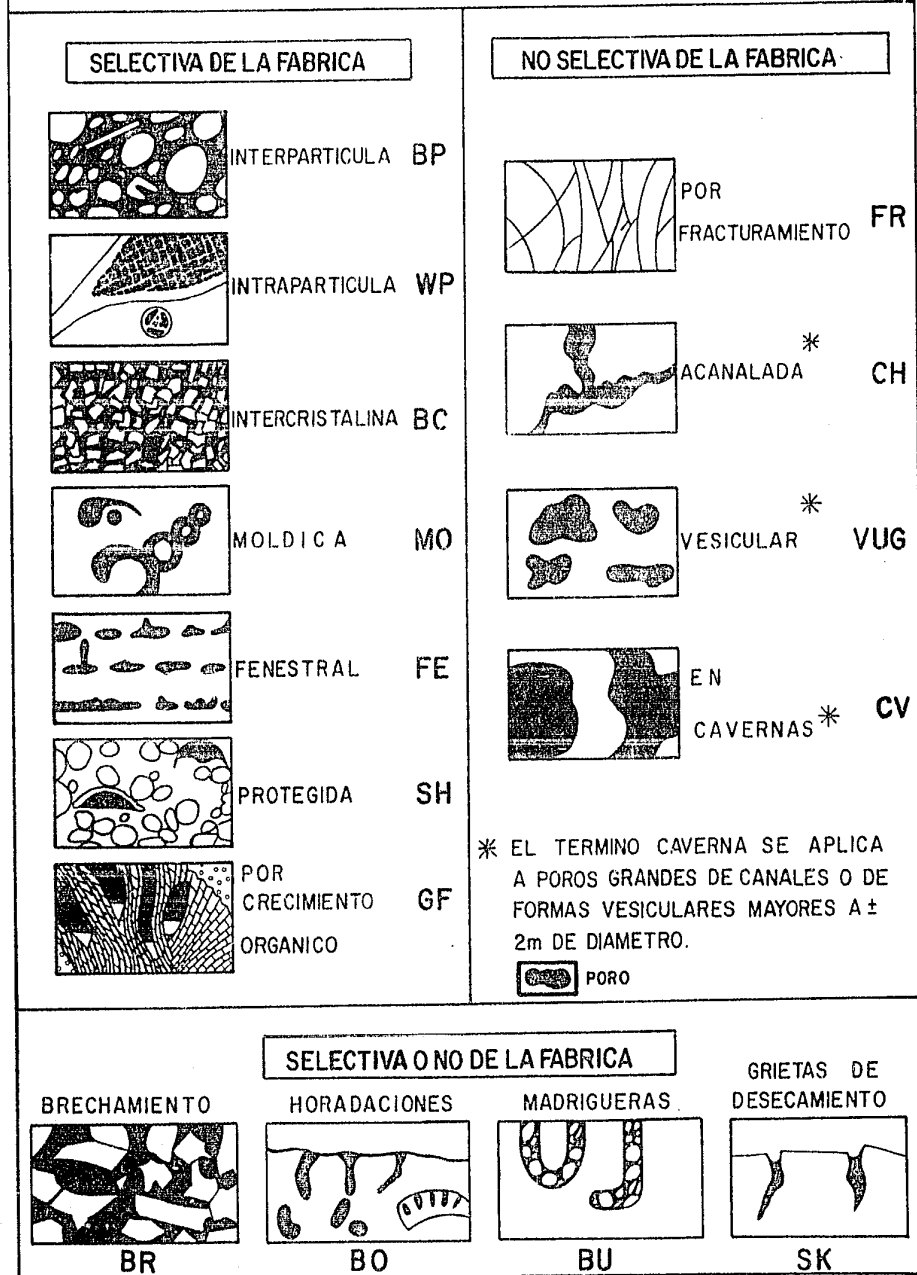


FIG.- I.II. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS TIPOS BASICOS DE POROSIDAD. ⁽⁴⁾

TERMINOS MODIFICADORES

MODIFICADORES GENETICOS		MODIFICADORES DEL TAMAÑO*																																																																									
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">PROCESOS</div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">DIRECCION O ETAPA</div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">CLASES</div>																																																																									
DISOLUCION s CEMENTACION c SEDIMENTACION i INTERNA	AGRANDADA x REDUCIDA r RELLENADA f	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%; text-align: right;">mm[†]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">MEGAPORO</td> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">mg</td> <td style="text-align: center;">GRANDE</td> <td style="text-align: center;">Lmg</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">256</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">PEQUEÑO</td> <td style="text-align: center;">Smg</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">32</td> </tr> <tr> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">MESOPORO</td> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">ms</td> <td style="text-align: center;">GRANDE</td> <td style="text-align: center;">Lms</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">PEQUEÑO</td> <td style="text-align: center;">Sms</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">1/2</td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: middle;">MICROPORO</td> <td style="vertical-align: middle;">mc</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">1/16</td> </tr> </tbody> </table>										mm [†]	MEGAPORO	mg	GRANDE	Lmg						256	PEQUEÑO	Smg						32	MESOPORO	ms	GRANDE	Lms						4	PEQUEÑO	Sms						1/2	MICROPORO	mc								1/16	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center; margin-bottom: 10px;"> TIEMPO DE FORMACION </div> <table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">PRIMARIA</td> <td style="width: 50%; text-align: right;">P</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">PREDEPOSITACIONAL</td> <td style="text-align: right;">Pp</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">DEPOSITACIONAL</td> <td style="text-align: right;">Pd</td> </tr> <tr> <td>SECUNDARIA</td> <td style="text-align: right;">S</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">(POSTDEPOSITACIONAL)</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">EOGENETICA</td> <td style="text-align: right;">Se</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">ML SOGENETICA</td> <td style="text-align: right;">S_{II}</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">TE' OGENETICA</td> <td style="text-align: right;">S_r</td> </tr> </table>	PRIMARIA	P	PREDEPOSITACIONAL	Pp	DEPOSITACIONAL	Pd	SECUNDARIA	S	(POSTDEPOSITACIONAL)		EOGENETICA	Se	ML SOGENETICA	S _{II}	TE' OGENETICA	S _r
									mm [†]																																																																		
MEGAPORO	mg	GRANDE	Lmg						256																																																																		
		PEQUEÑO	Smg						32																																																																		
MESOPORO	ms	GRANDE	Lms						4																																																																		
		PEQUEÑO	Sms						1/2																																																																		
MICROPORO	mc								1/16																																																																		
PRIMARIA	P																																																																										
PREDEPOSITACIONAL	Pp																																																																										
DEPOSITACIONAL	Pd																																																																										
SECUNDARIA	S																																																																										
(POSTDEPOSITACIONAL)																																																																											
EOGENETICA	Se																																																																										
ML SOGENETICA	S _{II}																																																																										
TE' OGENETICA	S _r																																																																										
TIEMPO DE FORMACION		Uso de determinados tamaños con los tipos básicos de porosidad: <table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">mesovesicula</td> <td style="width: 50%; text-align: right;">ms VUG</td> </tr> <tr> <td>mesomolde pequeño</td> <td style="text-align: right;">sms MO</td> </tr> <tr> <td>microinterpartícula</td> <td style="text-align: right;">mc BP</td> </tr> </table>		mesovesicula	ms VUG	mesomolde pequeño	sms MO	microinterpartícula	mc BP																																																																		
mesovesicula	ms VUG																																																																										
mesomolde pequeño	sms MO																																																																										
microinterpartícula	mc BP																																																																										
LOS MODIFICADORES GENETICOS SE COMBINAN COMO SIGUE: <div style="display: flex; justify-content: center; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">TIEMPO</div> + <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">DIRECCION</div> + <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">PROCESO</div> </div>		ABUNDANCIA DE MODIFICADORES																																																																									
EJEMPLOS DE EMPLEO DE LAS ABREVIATURAS: 1) POROSIDAD SECUNDARIA MOLDICA AGRANDADA POR DISOLUCION, CONSISTE DE MEGAPOROS PEQUEÑOS S _{II} MO _x s Smg 15% 2) POROSIDAD PRIMARIA INTRAPARTICULA REDUCIDA POR CEMENTACION. PdW _r rc S _{ms} 5% 3) POROSIDAD EOGENETICA RELLENADA POR SEDIMENTACION INTERNA. Se _{II}		<table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 70%;">PORCENTAJE DE POROSIDAD</td> <td style="width: 30%; text-align: right;">(15%)</td> </tr> <tr> <td>RAZON DE TIPOS DE POROSIDAD</td> <td style="text-align: right;">(1:2)</td> </tr> <tr> <td>RAZON Y PORCENTAJE</td> <td style="text-align: right;">(1:2) (15%)</td> </tr> </table>		PORCENTAJE DE POROSIDAD	(15%)	RAZON DE TIPOS DE POROSIDAD	(1:2)	RAZON Y PORCENTAJE	(1:2) (15%)																																																																		
PORCENTAJE DE POROSIDAD	(15%)																																																																										
RAZON DE TIPOS DE POROSIDAD	(1:2)																																																																										
RAZON Y PORCENTAJE	(1:2) (15%)																																																																										

FIG. 1.12.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS TERMINOS MODIFICADORES DE LA POROSIDAD.⁽⁴⁾

Tratar de diferenciar entre un origen depositacional y un posdepositacional es importante.

Aunque el concepto "porosidad interpartícula" es equivalente al término ampliamente usado de "porosidad intergranular", el término interpartícula propuesto por Murray⁴, 1960, se está generalizando debido a que el término "partícula" induce más naturalmente la idea de tamaño, a diferencia de "grano".

Algunos tipos de porosidad relacionados con la porosidad interpartículas son las porosidades: "fenestral", "protegida" y algunos tipos de porosidad por "brechamiento" y "crecimiento orgánico", Figura 1.13.

Porosidad Intrapartícula (IP). Se le denomina así a la porosidad dentro de las partículas o granos individuales. Abunda tanto en sedimentos como en rocas carbonatadas.

La mayor parte de esta porosidad es predepositacional, pero también se puede formar durante o después de la depositación final.

Los poros interpartícula más comunes son aquellos que se encuentran en las cámaras internas u otras aperturas dentro de organismos esqueletales coloniales o individuales.

Gran cantidad de este tipo de porosidad de origen primario consiste de espacios porosos dentro de pellets individuales, oóides, intraclástos y otros granos no esqueletales en sedimentos carbonatados; y cuando su origen es posdepositacional se forma básicamente por disolución o bien por horadaciones. Puede ser conveniente denominar tipos específicos de porosidad interpartícula como "intraabiótica", "intracorral", "intrapellet", etc. Figura 1.14.

Porosidad Inter cristalina (IC). Se nombra de esta manera a la porosidad entre cristales. Se restringe a la porosidad entre cristales individuales de un tamaño equidimensional, como por ejemplo a la existente en muchas dolomias porosas.

El origen de este tipo de porosidad puede ser primario o bien secundario. Un tipo de porosidad inter cristalina primaria de fábrica depositacional es aquella que está compuesta de cristales como la halita y

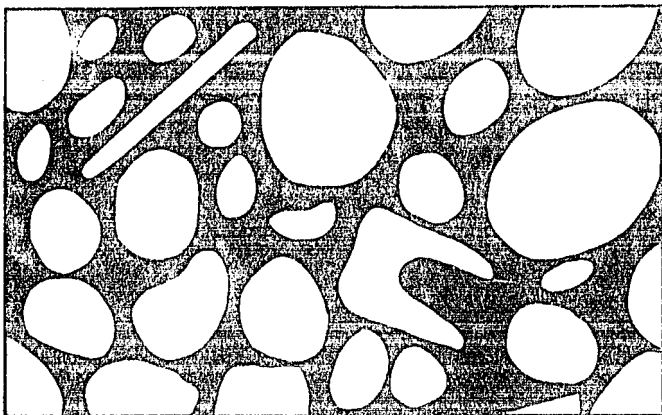


FIG. 1.13.-POROSIDAD INTERPARTICULA.

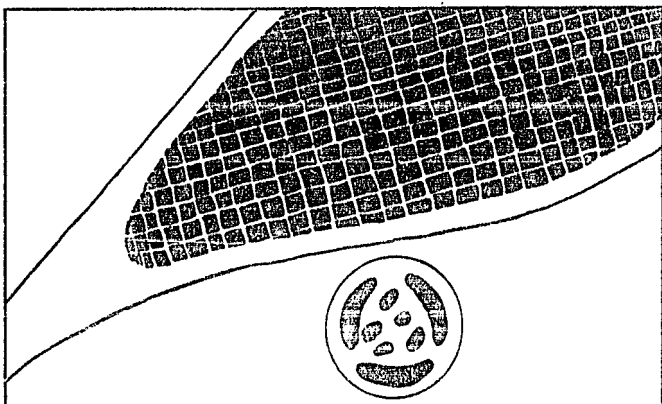


FIG. 1.14.-POROSIDAD INTRAPARTICULA.

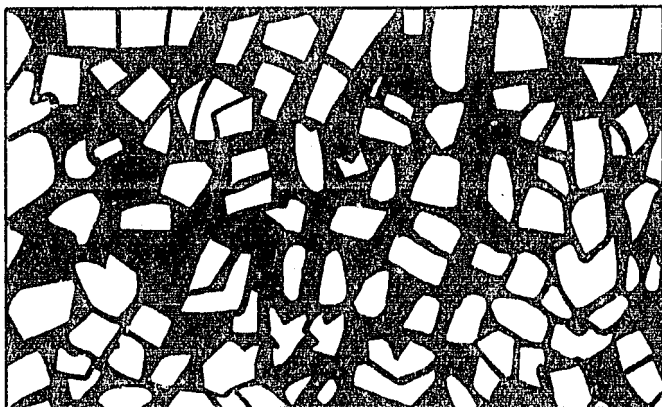


FIG. 1.15.-POROSIDAD INTERCRISTALINA.

otras evaporitas que han crecido "in situ", Figura 1.15.

- Porosidad Móldica (MO). Un molde en un poro es el resultado de la disolución selectiva de un constituyente inicial; por ejemplo, una concha o un oólito en un sedimento o roca, o de los diversos tipos de - partículas carbonatadas depositacionales, dando como resultado la porosidad denominada móldica.

En las rocas sedimentarias se reconocen dos tipos: moldes de cavidad y moldes de impresión. Es necesario que este término tenga un uso más amplio debido a su importancia. Los moldes son muy abundantes en muchas rocas carbonatadas porosas.

La porosidad en moldes y la porosidad móldica se reconocen principalmente en base a su forma, tamaño y ornamentación en las paredes o razgos relictos.

En las calizas se tienen principalmente moldes de oólitos y conchas de moluscos.

La formación de moldes en las dolomitas se debe principalmente a la disolución selectiva de cualquier constituyente primario ya sea de aragonita o calcita y comunmente menos por la disolución de anhidrita (Murray^h, 1960, p. 80), yeso (Summerson^h, 1966), o halita. Otro - factor también muy importante que ayuda en la formación de moldes se debe a la descomposición de materia orgánica ya sea de raíces, tallos o ramas de plantas.

Si se conoce el molde puede añadirse al término de porosidad, denominaciones tales como "oómolde" u "oómóldica" y "dolomolde" o "dolomóldica" (Ireland^h, 1951, p. 146). Otros ejemplos que pueden ser útiles son "pelmóldica" (pellets), "fusumóldica" (fusulinidos) y "crinóldica" - (crinoides), Figuras 1.16 y 1.17.

- Porosidad Fenestral (FE). Esta denominación fué propuesta primeramente por Tebbutt^h y colaboradores (1965, p. 4) definiéndola como una "..... apertura primaria o penecontemporánea en la estructura de la roca, tan grande como los intersticios tipo "grain supported", "fenestral", "fábrica fenestral" y "porosidad fenestral" tienen su equivalente que son "ojo de pájaro", "fábrica ojo de pájaro" y "porosidad

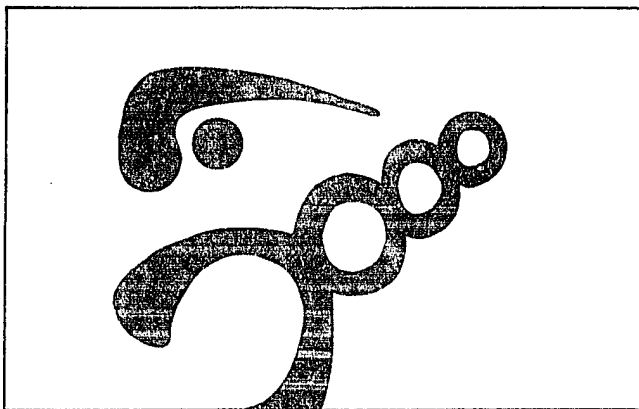


FIG. I.16.-POROSIDAD MOLDICA.

CONSTITUYENTE REMOVIDO	MATERIAL ENCAJONANTE	FABRICA MOLDICA RESULTANTE
GRANOS Y CONCHAS DE ARAGONITA	CALCITA	
GRANOS DE CARBONATO DE CALCIO	DOLOMITA	
CRISTALES DE SAL Y SULFATO DE CALCIO (YESO)	CALCITA O DOLOMITA	
RAICES, TUBOS Y HOJAS DE PLANTAS	CALCITA O DOLOMITA	

	PORO		ESPATITA		MICRITA (LODO CALCAREO)
	GRANO DE CALCITA		DOLOMITA DE GRANO FINO		

FIG. I.17.-ORIGEN DE LA MAYORIA DE MOLDES EN ROCAS CARBONATADAS.

ojo de pájaro", siendo utilizados estos últimos términos durante mucho tiempo".

Choquette y Pray prefieren el término "fenestral" al de "ojo de pájaro" principalmente para reconocer la contribución hecha por Tebbutt y colaboradores, y sugieren que la modificación a la definición de este autor es que este tipo de porosidad se encuentra en toda la escala textural completa de los carbonatos clásticos desde mudstones hasta grainstones, y algunos boundstones. Esta porosidad ocurre en formas algo redondeadas de forma esférica, lenticulares, irregulares o alargadas en una dimensión vertical; se presentan algo aplanadas y paralelas a las laminaciones o planos estratigráficos de las rocas, es común encontrar una buena cantidad en íntima asociación. Este tipo de porosidad es poligenética.

En cuanto a su origen Choquette y Pray sugieren que si bien la porosidad fenestral no necesita estar restringida a algún ambiente en particular, pueden indicar una sedimentación de mantos algáceos en la intermarea o supramarea, aclarando que es necesaria la precaución en la interpretación de los ambientes en base a estos rasgos distintivos de las fábricas.

Fábricas fenestrales bien desarrolladas son comunes en muchos depósitos de manantiales calcáreos (travertino) Figura 1.18.

Porosidad Protegida (SH). Es un tipo de porosidad interpartícula de origen primario propuesta por Choquette y Pray.

Se origina debido al efecto "protectivo" (sheltering) de partículas sedimentarias grandes que impiden, gracias a su tamaño, el relleno de partículas finas clásticas en los espacios vacíos. Es común esta porosidad en calizas clásticas, en grainstones oolíticos que contienen fragmentos gruesos de conchas o intraclastos, en packstones y wackestones carbonatados y en algunos mudstones carbonatados que contienen partículas esqueléticas en forma de "placas".

Se forma también por la descomposición de la flora marina y otros materiales orgánicos, preservándose la porosidad al crearse una rigidez por cementación antes de la descomposición.

Grandes poros protegidos mejoran la permeabilidad de la roca, la cual además puede incrementarse por disolución, formándose la porosidad ve sicular o de canal. Figura 1.19.

Porosidad por Crecimiento Orgánico (GF). Se denomina de esta manera a la porosidad primaria originada por el crecimiento "in situ" de una estructura rocosa carbonatada. Este tipo de porosidad propuesta por Choquette y Pray, se presenta típicamente en los "boundstones" (clasificación de Dunham,⁴1962).

Se forma por procesos orgánicos e inorgánicos y consiste de una varie dad de subtipos geométricos o genéticos, donde el más importante de ellos es la porosidad por crecimiento orgánico designando de esta manera a las aperturas tales como las cámaras internas de organismos co loniales.

Este tipo de porosidad se origina por los elementos de la estructura de crecimiento, tal como los "brazos" de placas del coral colonial - "Acropora Palmata" o de hojas irregulares debido al intercrecimiento del alga "Lithoporella" o "Archaeolithothamnium" que aíslan los espacios de sedimentación.

Tipos no comunes de esta porosidad se localizan en travertinos y caliches pisolíticos (Dunham⁴1965; Thomas,⁴1965).

Este tipo de porosidad se deriva del concepto de "porosidad de espacios construccionales" (Murray,⁴1960), pero es más restrictivo puesto que se excluyen las aperturas interpartícula de los organismos o partículas que fueron componentes clásticos de la roca.

Diferenciar entre poros primarios de crecimientos orgánicos "in situ" y de calizas clásticas es una tarea que en muchas ocasiones resulta subjetiva.

¿Qué tan grande debe ser una unidad de crecimiento para calificarse como un crecimiento orgánico o un "boundstone"? Las escalas pueden variar desde conchas microscópicas que pertenecen a organismos individuales, pasando por tamaños de oncolitos o almejas, hasta las grandes estructuras de crecimiento orgánico masivo de los arrecifes de ba rrera; la respuesta varía dependiendo de la persona que la califique.

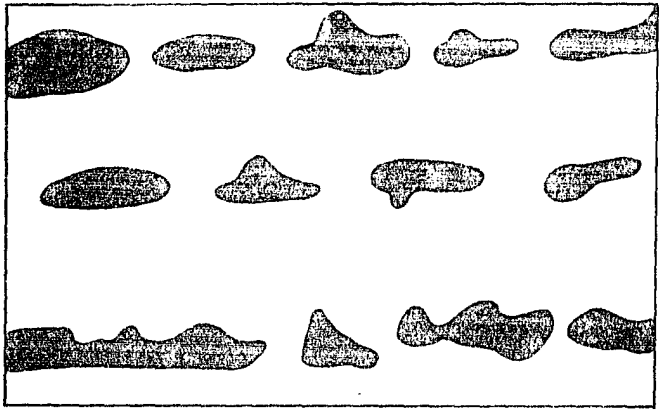


FIG. 1.18.-POROSIDAD FENESTRAL.

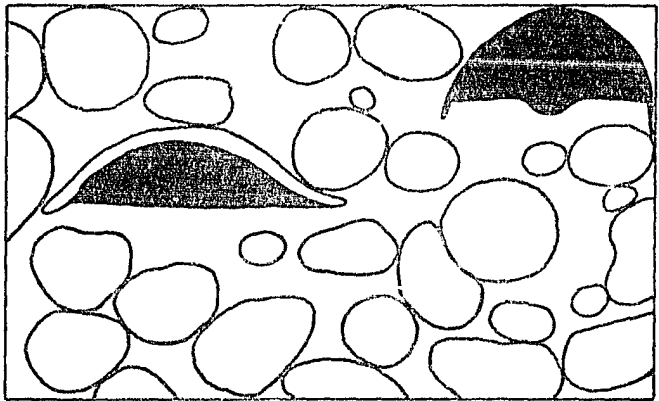


FIG. 1.19.-POROSIDAD PROTEGIDA.

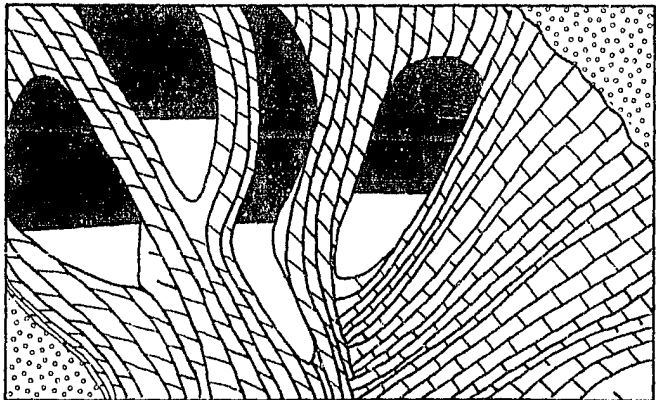


FIG. 1.20.-POROSIDAD POR CRECIMIENTO ORGANICO.

"Crecimiento orgánico" se limita tanto a muestras de mano de roca, como a tamaños grandes en donde el origen del boundstone es inferido.

Figura 1.20

- POROSIDAD NO SELECTIVA DE LA FABRICA

- Porosidad por Fracturas. Es la porosidad creada por fracturamiento de la roca, implicándose un desplazamiento pequeño entre los bloques o puestos. Este tipo de porosidad gradúa hacia la porosidad por brecha miento al aumentar la dislocación entre los bloques.

La porosidad por fracturas en las rocas carbonatadas se interpreta principalmente como resultado de colapsos relacionados con disolución, hundimiento, y diversos tipos de procesos tectónico-estructurales.

Una clasificación geométrica detallada de fracturas en rocas almacenadoras es presentada por Waldschmidt y colaboradores, 1956,⁴ Figura - 1.21.

- Porosidad Tipo Canal. Choquette y Pray, proponen que el término "canal" se use para poros que son marcadamente alargados, o para aperturas irregulares que tienen un marcado alargamiento o continuidad en una o dos dimensiones relativas a una tercera dimensión, las cuales se desarrollan de una manera indiscriminada con respecto a la textura o a los elementos de la fábrica en la roca huésped. A los poros menores de $\frac{1}{16}$ mm se les denomina microcanales.

En su mayoría los canales se forman por disolución a lo largo de sistemas de fracturas, o por agrandamiento de otros tipos de porosidad.

Los espacios porosos alargados mas o menos equidimensionales se clasifican como vesículas; los poros o sistemas porosos que están más marcadamente alargados son los canales. Es obvio indicar que los canales pueden llegar a graduar en otros tipos de porosidad, por ejemplo la evolución de porosidad tipo vesicular a canal es muy común; la disolución causa un agrandamiento y una coalescencia de los poros originando poros largos e irregulares en forma de canal, además muestra la influencia selectiva de la fábrica de la roca huésped. Figura 1.22.

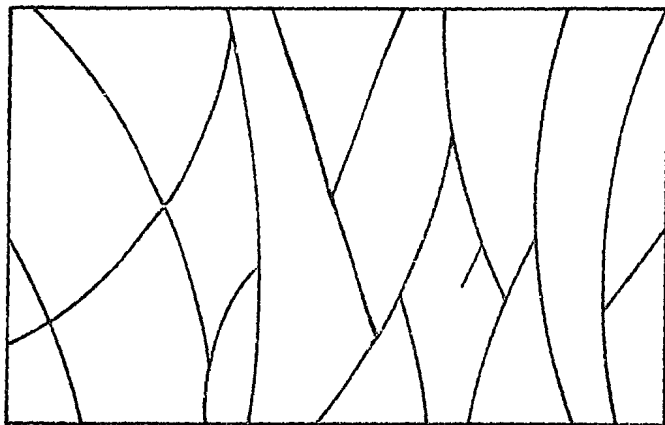


FIG.1.21-POROSIDAD POR FRACTURAS.

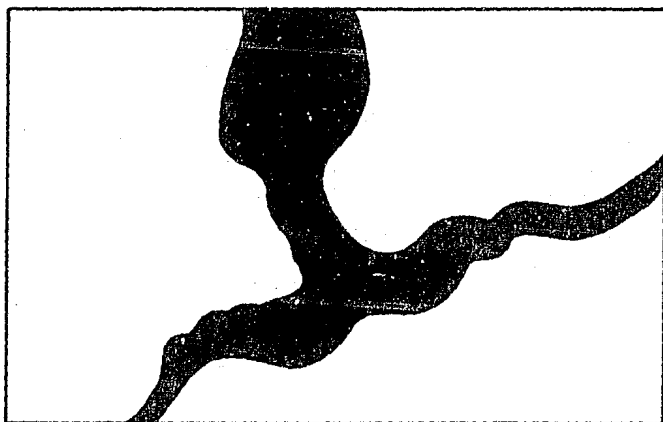


FIG.1.22.-POROSIDAD TIPO CANAL.

- Porosidad Vesicular. Choquette y Pray la definen como representativa de poros caracterizados por:

- 1) Ser equidimensionales y no muy alargados
- 2) Visible a simple vista (diámetros $\geq \frac{1}{16}$ mm), y
- 3) No concordar en posición, forma, tamaño o límites con los elementos de la fábrica particular de la roca huésped, es decir, no es selectivo de la fábrica.

La disolución es el principal fenómeno físico-químico en la formación de vesículas, y la mayoría de estas presentan alargamiento de poros selectivos de la fábrica.

Los moldes son precursores comunes de las vesículas. Vesículas y canales difieren básicamente en la forma; el término "vesícula" se utiliza para los poros más equidimensionales, en cambio "canal", se aplica a los poros que están más marcadamente alargados o continuos en una o más direcciones.

La combinación del término "vesícula-canal" se usa para sistemas porosos que muestran una variación de formas a través de este límite.

De acuerdo a su tamaño las vesículas pueden denominarse "mesovesícula" ($\frac{1}{16}$ - 4 mm), "mesovesícula menor" ($\frac{1}{16}$ - $\frac{1}{2}$ mm) o "megavesícula" - - (4 - 256 mm).

En el caso de poros relativamente pequeños ($< \frac{1}{16}$ mm) aunque distintos, se pueden referir como "microvesículas". Figura 1.23

- Porosidad en Cavernas. Este tipo de porosidad se refiere a grandes aperturas o cavernas, las cuales generalmente se forman por disolución. El término es más bien descriptivo que genético.

Existe confusión al referir este tipo de porosidad; esto se debe únicamente a la manera de establecer el tamaño del espacio poroso que la define. En estudios de afloramientos, el límite inferior práctico de este espacio se refiere a los espacios donde una persona puede entrar.

Cuando la unidad de roca es conocida únicamente a partir de la perforación, un límite práctico inferior de este espacio, es aquel lo suficientemente grande como para causar una "caída" fácilmente reconocible

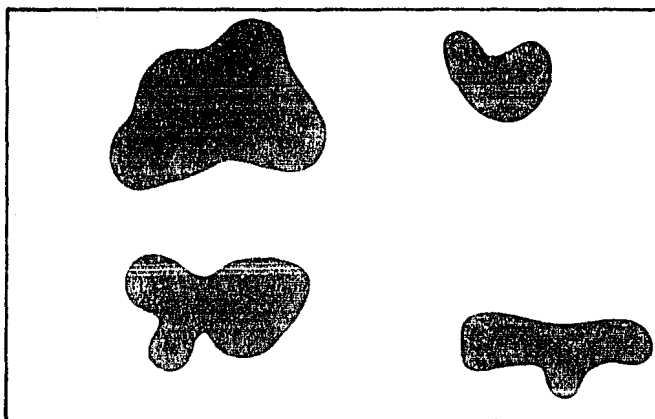


FIG. I.23.-POROSIDAD VESICULAR.

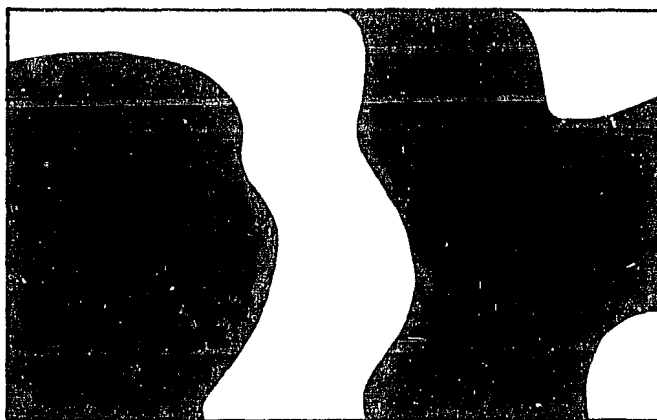


FIG. I.24.-POROSIDAD EN CAVERNAS.

de la barrena durante la perforación (medio metro o más).

Es importante indicar que la porosidad en cavernas es tan grande que no puede identificarse en los núcleos del subsuelo por los diámetros usuales que éstos presentan de tan solo 7 - 12 cms. Figura 1.24

- POROSIDAD SELECTIVA O NO DE LA FABRICA

- Porosidad en Brechas. Este es un tipo de porosidad interpartícula que se forma en una brecha.

Según Howard ⁴ (1967), tienen una diversidad de orígenes las brechas carbonatadas. Algunas llegan a formarse debido al depósito de clastos angulares; estas brechas pueden llegar a retener algo de porosidad primaria. Las brechas posdeposicionales se originan por el fracturamiento de sedimentos o rocas.

En caso de haberse determinado los procesos responsables del fracturamiento, las brechas se identifican como brechas de colapso (Stanton, ⁴ 1966), brechas de falla, brechas tectónicas, etc.

La porosidad de brecha por fracturamiento coexiste generalmente con la porosidad por fracturamiento. Al ocurrir, por simple apertura, se forma la porosidad por fracturamiento. En cambio, si tiene una ruptura y una rotación o "caos" (jumbling) apreciable que resulta en un acomodamiento caótico de los fragmentos de roca, entonces la porosidad resultante se considera como "porosidad de brecha por fracturamiento". Figura 1.25.

- Porosidad por Horadaciones. Este tipo de porosidad se forma básicamente en las aperturas de constituyentes o roca relativamente rígidos debido a la acción de organismos horadores. Y es precisamente esta rigidez el rasgo principal que diferencia a las horadaciones de las madrigueras, formándose estas últimas en sedimentos no consolidados. Es poco abundante en la mayoría de las rocas carbonatadas antiguas, es un tipo menor de porosidad pero genéticamente son importantes.

Una gran variedad de organismos originan las horadaciones ya sea en un arreglo amplio de ambientes depositacionales o eogenéticos así como en

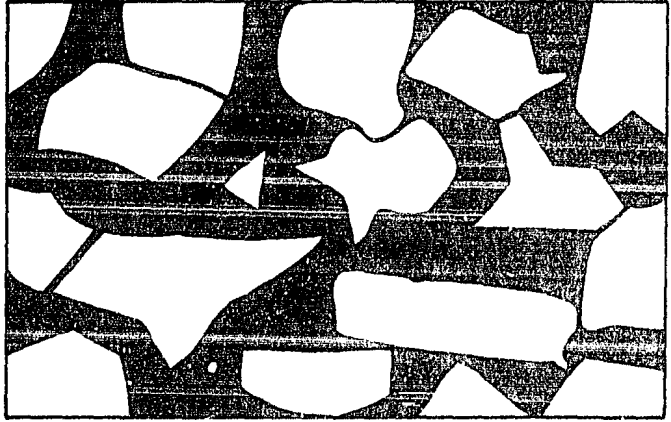


FIG. I. 25-POROSIDAD POR BRECHAMIENTO.

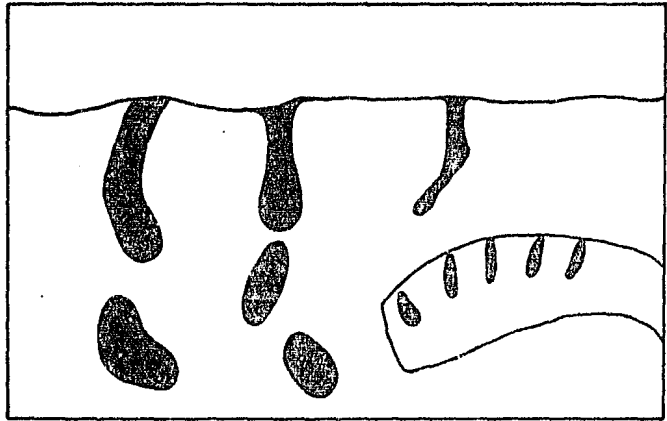


FIG. I. 26-POROSIDAD POR HORADACIONES.

La zona telogenética. La identificación de las horadaciones (ya sea como poros o como aperturas rellenas) puede ser importante en los análisis ambientales y estratigráficos. Figura 1.26

- Porosidad por Madrigueras. Es la porosidad creada por la movilidad de organismos que viven en sedimentos poco consolidados.

Este tipo de porosidad no es muy común en rocas carbonatadas antiguas debido a que la gran mayoría de madrigueras sufren colapsos o bien son rellenas con material producido por el mismo organismo formador de la madriguera, al estar escarbando.

La porosidad interpartícula se forma por el relleno de las madrigueras. Figura 1.27

- Porosidad por Grietas de Desecamiento. Las grietas de desecamiento en los sedimentos originan este tipo de porosidad.

El "resecamiento" es el principal factor que origina este tipo de porosidad, sin embargo otros factores pueden llegar a formar también "grietas por contracción" en ambientes acuosos.

La mayoría de este tipo de porosidad se considera como un tipo especial de porosidad por fracturamiento, ya que ésta puede formarse por grietas de desecamiento de partículas sedimentarias individuales - (Schmidt,^h 1965) Figura 1.28

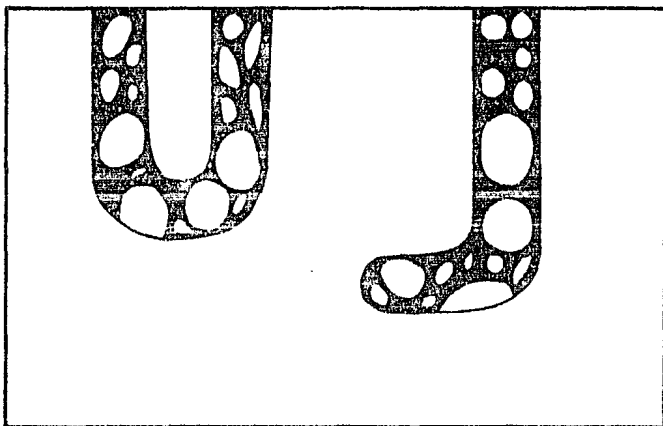


FIG. I.27.-POROSIDAD POR MADRIGUERAS.

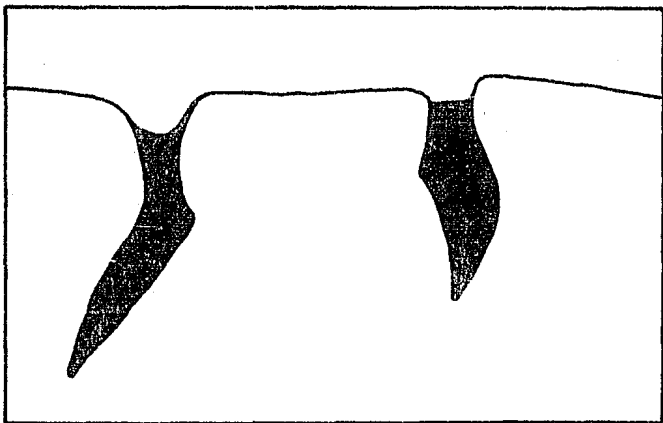


FIG. I.28.-POROSIDAD POR GRIETAS DE DESECAMIENTO.

C A P I T U L O 2

SEDIMENTOS Y ROCAS CALCAREAS

2.1. POROSIDAD PRIMARIA

El espacio poroso original contenido en las rocas carbonatadas (porosidad primaria) depende principalmente del tipo de sedimento y de las condiciones existentes durante su depositación (nivel de energía y procesos Orgánicos).

La porosidad primaria en los carbonatos, es una función directa de la textura y fábrica, incluidos el tamaño, forma, clasificación y ordenamiento de las partículas.

Existe una relación directa entre el tamaño del grano, clasificación, fábrica y estructuras sedimentarias con los procesos sedimentarios que actuaron en el momento de la depositación.

Cada ambiente depositacional se encuentra caracterizado por un conjunto distintivo de procesos orgánicos-sedimentarios distribuidos a través de la interface sedimento-agua, de los cuales se derivan distribuciones lógicas de litofacies con determinadas características sedimentarias internas. Estos últimos aspectos son usados para la identificación de ambientes depositacionales en secuencias de rocas antiguas y en consecuencia predecir la presencia y distribución de facies almacenadoras de hidrocarburos.

En términos generales las facies sedimentarias en carbonatos reflejan condiciones graduacionales de depósito en el espectro de alta a baja energía, y la porosidad primaria está íntimamente relacionada con la facies depositacional.

La Figura 2.1 muestra características generales de ambientes sedimentarios en términos de energía, tamaño de grano y tipo de porosidad de las facies depositadas. Se puede apreciar que las facies sedimentarias de depósito contienen combinaciones de los diferentes tipos de porosidad primaria.

En este contexto resulta conveniente apreciar que en los am-

POROSIDAD PRIMARIA

POROSIDAD SECUNDARIA


















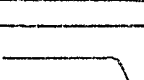




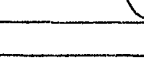





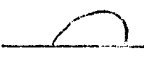










ENERGIA DECRECIENTE	TIPOS	CONFIGURACION	TAMAÑO DEL GRANO	TIPOS DE POROSIDAD				PROCESOS	EFECTOS FAVORABLES	EFECTOS DESFAVORABLES	
	DEPOSITACIONALES			VESI CULAR	EN CELAS	INTER PARTIC.	CRE TOSA				
↓	ARRECIFE		GMF 					FRACTURAMIENTO	AUMENTO DE K		
	BIOHERMAL								BRECHAMIENTO LIXIVIACION (O DISOLUCION)	AUMENTO DE K Y ϕ	
	ARRECIFE BIOSTROMAL								DOLOMITIZACION	AUMENTO DE K	TAMBIEN PUEDE DISMINUIR K Y ϕ
	PLATAFORMA								RECRISTALIZACION	PUEDE AUMENTAR EL TAMAÑO DEL PORO Y DE LA K	DISMINUCION DE K Y ϕ
	BANCO ARENOSO (SHOAL)								CEMENTACION POR CALCITA		
	CERCANO A LA COSTA								DOLOMITA ANHIDRITA Y CUARZO		
	CUENCA PROFUNDA										

FIG. 2.1 - REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA POROSIDAD EN CARBONATOS.⁽⁹⁾

bientes caracterizados por una alta energía marina se remueven los sedimentos finos, dejando depósitos de grano de carbonatos gruesos y bien clasificados, resultando facies donde predomina la porosidad interpartícula original así como una buena permeabilidad.

Las formas de los granos carbonatados tienen gran influencia en la geometría porosa, variando desde oólitos esféricos hasta granos de diversos tamaños y formas irregulares.

En contraposición, en los ambientes de baja energía (lagunas) el único material detrítico que se deposita es aquel transportado por el agua en suspensión; es decir, material de tamaño de arcilla (lodo carbonatado), así como esqueletos completos de la fauna típica de estos ambientes.

Las rocas carbonatadas referidas como caliza bioclástica, caliza detrítica, grainstone, grano carbonatado, arenas calcáreas, caliza esquelética y calcarenitas son ejemplos de facies depositadas bajo alta energía.

Las rocas carbonatadas referidas como micrita, mudstone y wackestone son típicamente representativas de condiciones de baja energía.

Para comprender el comportamiento de yacimientos petrolíferos, no solo es indispensable considerar los tipos de porosidad, sino sus distribuciones espaciales y la forma de estos espacios porosos.

2.2. POROSIDAD SECUNDARIA

La porosidad secundaria es aquella formada a partir de modificaciones del sedimento carbonatado original posterior a la depositación.

La mayor parte de la porosidad secundaria depende en gran medida de la distribución y cantidad de la porosidad primaria presente en el sedimento. El clima, los componentes del carbonato (matriz y aloquímicos), el ambiente depositacional local y regional, las facies depositadas (litofacies)

e historia del sepultamiento (aspectos estructurales), controlan la preservación, modificación o destrucción de la porosidad primaria.

El espacio poroso final en una roca puede estar:

- a) Vacío (lleno de fluidos)
- b) Ocupado por partículas de tamaño muy fino; y/o
- c) Encontrarse relleno por cementante. (Figura 2.2).

La porosidad primaria sufre cambios muy complejos y significativos durante la compactación y litificación (diagénesis); los procesos que causan alteración en la porosidad son principalmente:

1. Lixiviación.
2. Cementación
3. Reemplazamiento mineral
4. Disolución y
5. Fenómeno de presión-solución.

Por otra parte, los poros y sistemas porosos carbonatados son normalmente complejos tanto físicamente como genéticamente (Figura 2.3). Esta complejidad se incrementa debido a procesos de disolución, creando espacios porosos que "reflejan" el tamaño y la forma de partículas depositacionales o la forma de poros independientes en estas partículas, así como las texturas cristalinas diagenéticas.

Las alteraciones diagenéticas, en su mayoría, se producen durante el sepultamiento Scholle, 1977, estableció diversas relaciones entre la secuencia de máxima profundidad de una creta y su promedio de porosidad y permeabilidad. La Figura 2.4 muestra estas relaciones. La "curva máxima" muestra razones de baja porosidad, donde el fluido marino original en los espacios vacíos es expulsado de sus sitios debido a la acción de fluidos no marinos (pobres en Mg), después de ocurrir un sepultamiento muy extenso.

El agua dulce no provoca alteraciones de importancia en las cretas. La presión de carga debido a sedimentos suprayacentes más la presencia

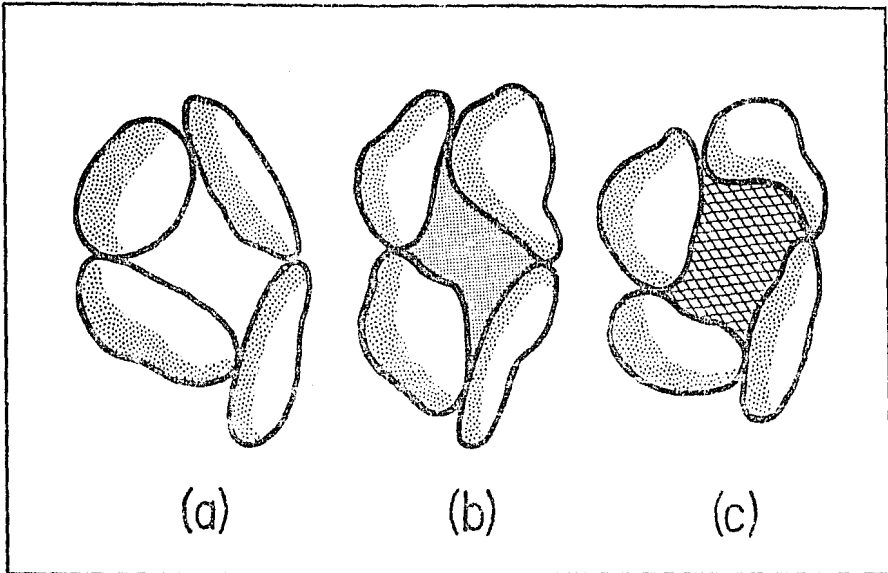


FIG.2.2 - REPRESENTACION ESQUEMATICA DE DIVERSOS RASGOS CARACTERISTICOS EN LOS ESPACIOS POROSOS.

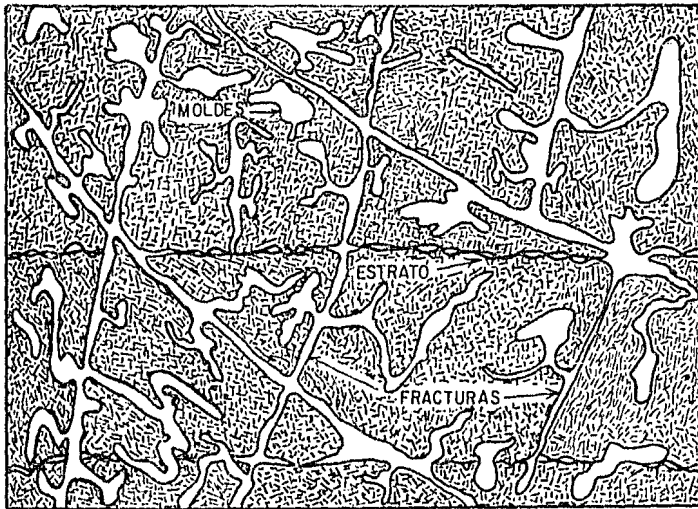


FIG.2.3.-FORMAS COMPLEJAS DE LOS SISTEMAS POROSOS. (1)

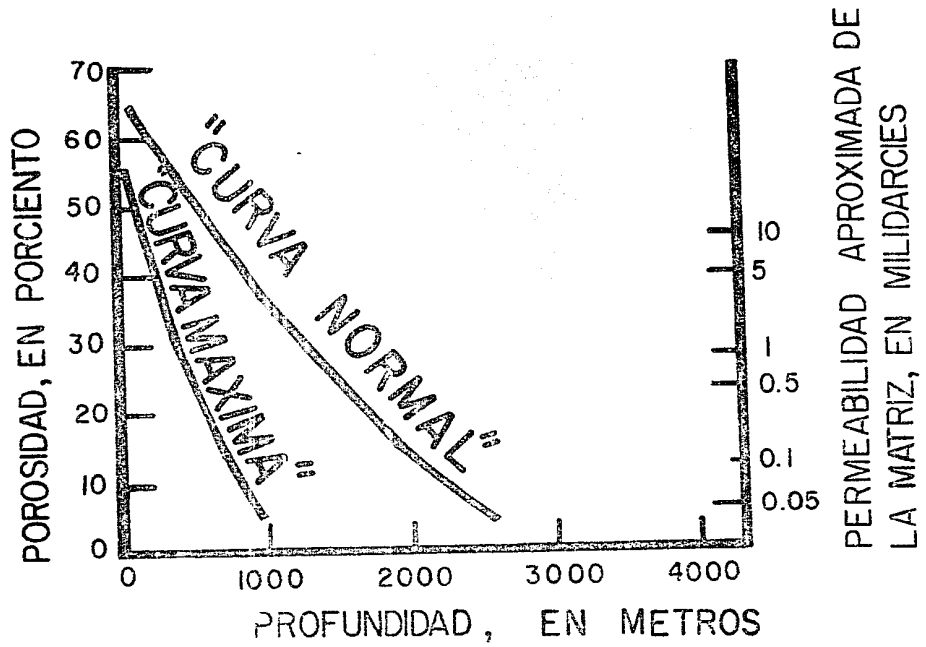


FIG. 2.4.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LAS CRETAS COMO UNA FUNCION DE LA PROFUNDIDAD DE SEPULTAMIENTO.⁽¹²⁾

de agua dulce en los poros, conduce a elevados ritmos de cementación y presión-solución.

La curva "normal" representa zonas donde los poros fueron sepultados por fluidos marinos y otros ricos en Mg. Esta es la curva más representativa de las cretas, abarcando extensas áreas, incluyendo entre otras al Mar del Norte y las Costas del Golfo de los Estados Unidos.

2.3. PROCESOS DIAGENETICOS

Analizar los fenómenos que ocurren durante las diferentes etapas de sepultamiento sedimentario permite una mejor comprensión de los cambios que sufre la porosidad con la profundidad, aunque estos fenómenos han sido estudiados por diversos investigadores, a continuación se expresarán los conceptos vertidos por Choquette y Pray⁴, 1970; Clyde H. Moore²⁹, 1979; y Mark W. Logman³², 1980, los cuales se consideran básicos para adquirir los conceptos fundamentales referentes a los procesos diagenéticos y a su influencia en el desarrollo de la porosidad secundaria.

Choquette y Pray, 1970. Proponen tres subdivisiones en las etapas de sepultamiento de los sedimentos-rocas. Denominan el tiempo de sepultamiento temprano como eogenético, al tiempo de sepultamiento profundo como mesogenético y a la etapa asociada con la erosión de carbonatos sepultados profundamente como telogenética.

La etapa eogenética se aplica al intervalo de tiempo entre la depositación y el sepultamiento final de sedimentos. En el espacio, esta etapa deja su huella en la zona eogenética. La interfase agua o aire-sedimentos es el límite superior de la zona.

El límite inferior es gradual con la zona mesogenética subyacente. En algunos ambientes depositacionales, el límite inferior de la zona eogenética puede encontrarse a pocos metros bajo la superficie. Se denomina porosidad eogenética a los poros formados en la etapa eogenética.

Las horadaciones, madrigueras y penetraciones de raíces, se limitan a pocos metros o menos, la mayor parte de la descomposición orgánica y evolución del gas probablemente se realice a profundidades someras.

A pesar de ser breve geológicamente el tiempo de eogénesis, y la zona muy delgada, los procesos eogenéticos son importantes en la diagénesis y evolución de la porosidad.

En sedimentos carbonatados no consolidados, se origina la porosidad eogenética por medio de madrigueras, grietas de desecamiento, distensión del sedimento causado por evolución de gas a partir de la descomposición de materia orgánica y por penetración y subsecuente descomposición de raíces.

En cambio, en carbonatos más rígidos se origina y a la vez se modifica la porosidad por horadaciones y penetración de raíces, ayudadas por disolución. La disolución eogenética sobre el carbonato o bien sobre minerales evaporíticos, especialmente disolución selectiva de aragonita por medio de agua dulce, es muy probablemente el principal proceso en la creación de porosidad secundaria.

La zona mesogenética es el espacio donde esta etapa influye notoriamente sobre los sedimentos-rocas; es decir, cuando estos son sepultados a profundidades mayores. Los cambios de porosidad en sedimentos carbonatados en esta zona son muy extensos; la cementación es el proceso que más afecta a la porosidad y la disolución es mínima.

Aunque estos dos procesos principian en la etapa eogenética, por ejemplo en la mesogenética maduran y los marcados efectos de compactación física y presión-solución pueden relacionarse a presiones muy elevadas en esta zona. Se denomina porosidad mesogenética a los poros formados en la etapa mesogenética. El relleno de los espacios porosos por mosaicos de calcita cristalina muy gruesa, refleja cementaciones prolongadas, desarrolladas en esta zona.

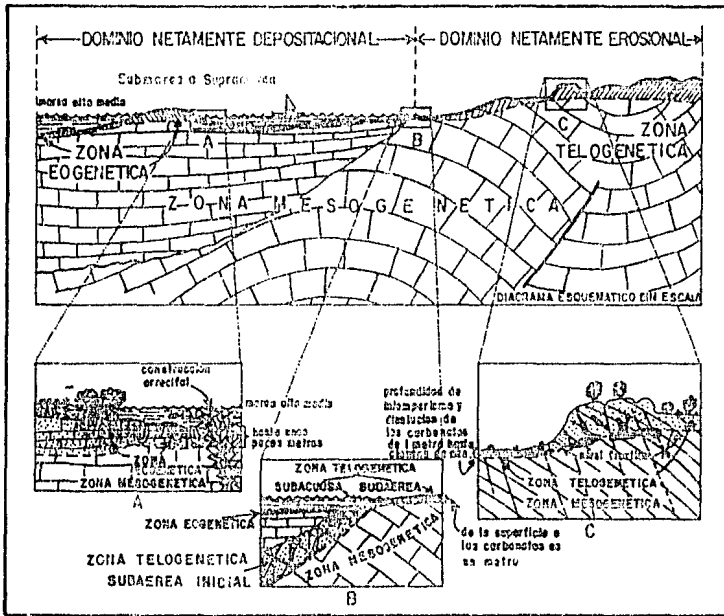


FIG.2.5.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS PRINCIPALES ZONAS DE CREACION Y MODIFICACION DE LA POROSIDAD EN LOS CARBONATOS SEDIMENTARIOS. A, B Y C REPRESENTAN LAS TRES MAYORES ZONAS POSTDEPOSITACIONALES. (4)



FIG.2.6.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS PRINCIPALES DOMINIOS DIAGENETICOS, ASI COMO DE LA MORFOLOGIA CRISTALINA EN LOS CARBONATOS Y SU INFLUENCIA EN LA POROSIDAD POSTDEPOSITACIONAL. (29),(30)

La zona telogenética representa rocas que habiendo sido sepultadas a grandes profundidades, son alteradas cuando son relacionadas con la formación de una discordancia. La porosidad telogenética se forma durante la etapa telogenética, y el término implica la erosión de rocas antiguas.

El límite superior de esta zona es la interfase erosional (subárea o subacuosa), en cambio el límite inferior es gradual con la zona mesogenética subyacente, en donde los procesos erosionales se vuelven insignificantes o irreconocibles. La disolución por aguas meteóricas es sin duda alguna el mayor proceso formador de espacios porosos en esta zona.

Los procesos que reducen la porosidad son principalmente el relleno por sedimentación interna y precipitación por disolución. El criterio de selectividad de la fábrica, es útil para distinguir sistemas porosos secundarios telogenéticos de sistemas porosos eogenéticos.

Si los poros no presentan selectividad de la fábrica, la porosidad será posiblemente telogenética. La influencia de porosidades telogenéticas en la calidad del yacimiento de petróleo se demuestra por el mejoramiento de permeabilidad debido al fracturamiento y al agrandamiento posterior por disolución, así como por el desarrollo de volúmenes grandes de espacio poroso nuevo, Figura 2.5.

Los estudios de Clyde H. Moore, 1979, se basan principalmente en los trabajos de Robert L. Folk, 1974.³¹

Folk concibe que calizas y eventualmente dolomias, se encuentran bajo tres dominios químicos básicos: meteórico, marino y mezcla de aguas meteóricas y marinas. (Figura 2.6). El dominio meteórico se caracteriza por un bajo contenido de Mg y Na que conduce a precipitaciones de micrita y rombos de calcita (zona vadosa) y calcita espática (zona freática).

El dominio marino caracterizado por un alto contenido de Mg y Na conduce a precipitaciones de aragonita y calcita magnesiana en forma de micritas y fibras. El dominio de mezclas de aguas meteóricas y marinas ca-

racterizada por un bajo contenido de Mg y alto contenido de Na induce la precipitación de calcita espática.

El dominio meteórico comprende condiciones muy extensas de exposición subárea en el subsuelo somero, donde los fluidos en los poros son predominantemente de origen meteórico.

El dominio meteórico consiste básicamente de dos subambientes: La zona vadosa, arriba del nivel freático y la zona freática, bajo el nivel freático.

Evolución de la Porosidad en el Dominio Meteórico. Las aguas meteóricas causan efectos y cambios muy grandes en la cantidad, tipo y distribución de porosidad en secuencias de rocas carbonatadas, principalmente si esta secuencia no ha concluído su fase de estabilidad mineral.

Estos cambios se deben básicamente a la disolución de componentes del sedimento o roca y/o a la precipitación de cemento en porosidades por disolución. La hidrogeología de las aguas meteóricas, ya sea vadosa o freática, con un movimiento lento o relativamente alto, determinan en gran medida la evolución del sistema poroso en los carbonatos.

Si se tienen movimientos relativamente altos, la disolución se produce sin el tiempo suficiente para una precipitación concurrente. Entonces bajo estas condiciones, el Ca^{++} y $\text{Co}^=$ son transportados hacia fuera - del sitio generando significativa porosidad mól dica. Esta agua saturada llegará a regiones donde haya condiciones adecuadas para precipitar el CaCO_3 como cemento, rellenando el poro primario.

El dominio marino se encuentra caracterizado por la homogeneidad y constancia dadas por el agua del yacimiento de composición constante contenida en las cuencas oceánicas. Las aguas salinas son de una fuerza iónica alta, en cambio aguas tropicales superficiales están saturadas con respecto a las fases minerales comunes carbonatadas.

Evolución de la Porosidad en el Dominio Marino. Sedimentos sepultados bajo la influencia de aguas marinas retienen su porosidad original antes de que los procesos de sepultamiento mecánico influyan significativamente en el sedimento.

Las fases minerales se encuentran en equilibrio con los fluidos del poro, donde poca actividad diagenética tiene lugar.

La cementación del "beach-rock" en la línea de costa es generalmente muy localizada y puede ocluir por completo la porosidad primaria, eliminando posteriormente el movimiento lateral de los fluidos.

En el arrecife, la porosidad se encuentra alterada completamente, casi hasta el punto de la oclusión completa, debido a la combinación de sedimentación y precipitación interna.

La única oportunidad para que se genere porosidad secundaria efectiva, tal vez se deba a la exposición de un sistema de agua subterránea meteórica regional previa a la estabilización de los componentes minerales metastables.

El dominio de la mezcla de aguas meteóricas y marinas es el ambiente diagenético menos comprendido, donde secuencias de carbonato marino se encuentran expuestas al aumento de la presión y temperatura durante el sepultamiento. Con el sepultamiento, los fluidos del poro sufren una evolución drástica en la composición por procesos tales como: intercambio iónico, lixiviación en el sedimento, cambios en la fase mineral y reducción del sulfato.

Evolución Porosa en este Dominio. En gran parte, la porosidad permanece después de una exposición meteórica y submarina, y es destruida de una manera gradual bajo una serie de condiciones de sepultamiento continuas por una combinación químico-mecánica en la compactación.

La porosidad primaria y secundaria puede preservarse en condi-

ciones de sepultamiento relativamente profundo por la combinación de presión en el poro o por cementación temprana en la estructura.

Finalmente, la generación de hidrocarburos, cambios en la fase mineral, secuencias geopresionadas y actividad ígnea intrusiva, conducen a la porosidad secundaria en el subsuelo profundo y a la cementación masiva.

Mark W. Logman, 1980, establece que el clima juega un papel muy importante en la diagénesis temprana al ocurrir una exposición subárea. Longman define cuatro principales ambientes diagenéticos típicos del subsuelo somero; definidos en base a la composición química y a la distribución y comportamiento del fluido en los poros, (Figura 2.7). Estos son:

- 1) Zona vadosa meteórica de agua dulce (sobre el nivel freático)
- 2) Zona freática meteórica de agua dulce (bajo el nivel freático)
- 3) Zona freática mixta (con mezcla de aguas dulces y marinas)
- 4) Zona freática marina.

En la zona vadosa meteórica de agua dulce, el agua subsaturada es retenida en parte entre los granos debido a fuerzas capilares; esta distribución de aguas no homogéneas desarrolla las texturas características del cemento.

El agua meteórica de esta zona se encuentra generalmente subsaturada con CaCO_3 , debido en parte al CO_2 atmosférico. La disolución es un proceso importante. Lo que contribuye a esta disolución es la producción de CO_2 por degradación microbiana de material orgánico en la zona de disolución (o zona del suelo), la cual se encuentra en la cima de la zona vadosa. La zona vadosa se divide en dos partes:

1. Zona de disolución o zona del suelo y
2. Zona de precipitación o zona de capilaridad. (Figura 2.8).

Estas subzonas pueden ser pequeñas, dependiendo de las condiciones locales, del clima, cantidad de vegetación de los espesores en la zona del suelo y de los espesores de la zona vadosa en general. El límite entre

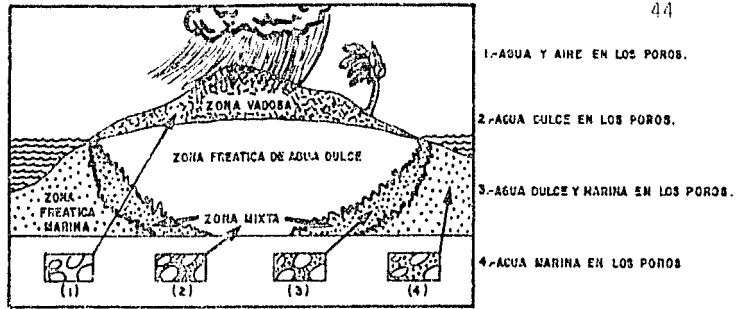


FIG.2.7.-SECCION TRANSVERSAL QUE ILUSTR LA DISTRIBUCION Y RELACIONES DE LOS PRINCIPALES AMBIENTES DIAGENETICOS EN EL SUBSUELO SOMERO EN UNA ISLA DE ARENA CARBONATADA PERMEABLE IDEAL.⁽³²⁾

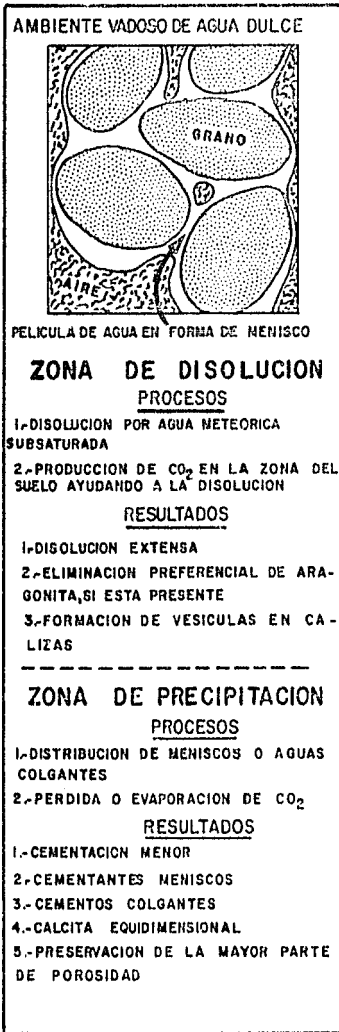


FIG.2.8.-PRINCIPALES CARACTERISTICAS PRESENTES EN EL AMBIENTE DIAGENETICO VADOSO.⁽³²⁾

las subzonas es gradual y fluctúa considerablemente en un tiempo corto, como resultado de la cantidad de lluvia.

La porosidad formada por lixiviación es un aspecto básico de muchos yacimientos de hidrocarburos en los carbonatos. Considerable espacio poroso de este tipo puede formarse en ambientes vadados, freáticos de agua dulce, así como en el subsuelo profundo.

La zona freática meteórica de agua dulce (bajo el nivel freático) se encuentra situada entre la zona vadada y la zona freática mixta. Todo el espacio poroso en esta zona se encuentra relleno con agua meteórica, la cual contiene cantidades variables de carbonato disuelto. Bastante agua meteórica entra directamente a través de la zona vadada.

La geometría de esta zona diagenética se encuentra controlada por la topografía, cantidad de lluvia, y distribución de porosidad y permeabilidad en las rocas. La zona freática meteórica de agua dulce consta de tres subzonas:

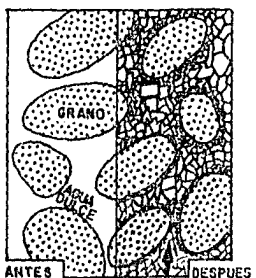
1. Zona de disolución o zona bajo saturada
2. Zona estancada
3. Zona activa saturada (Figura 2.9).

El ingreso del agua que viene de la zona vadada puede estar -marcadamente subsaturada con respecto al CaCO_3 , pero como el movimiento es hacia abajo a través de la zona freática llegará más y más saturada.

En la zona freática mixta, conforme son sepultados los carbonatos más allá de las zonas freáticas, entran a una región en la cual se ven sujetos a aguas que presentan una composición muy diferente, que varían desde aguas potables con salinidades tan bajas como 100 ppm hasta salmueras muy concentradas con salinidades tan altas como casi seis veces el agua de mar. La razón Mg/Ca es baja, entre 1:2 y 1:4 (Dickey³²1966 y 1969).

El límite entre los ambientes freático marino y freático de agua dulce está dado por aguas salobres que se forman debido a la mezcla de a-

AMBIENTE FREATICO DE AGUA DULCE



CEMENTO DE CALCITA EQUI DIMENSIONAL.

ZONA DE DISOLUCION

PROCESOS

DISOLUCION POR AGUA METEORICA O SUB-SATURADA

RESULTADOS

- 1.-DEBARROLLO DE POROSIDAD MOLDICA Y/O VESICULAR
- 2.-POSIBLE NEOMORFISMO DE GRANOS INESTABLES

ZONA ESTANCADA

PROCESOS

- 1.-POCO O NULO MOVIMIENTO DE AGUA
- 2.-AGUA SATURADA CON $CaCO_3$

RESULTADOS

- 1.-ESCALA CEMENTACION
- 2.-ESTABILIDAD DE ARAGONITA Y CALCITA MAGNESIANA
- 3.-ESCALA O NULA LIXIVIACION
- 4.-PRESERVACION DE POROSIDAD
- 5.-NEOMORFISMO DE GRANOS DE ARAGONITA CON ALGUNA PRESERVACION DE TEXTURAS

ZONA ACTIVA

PROCESOS

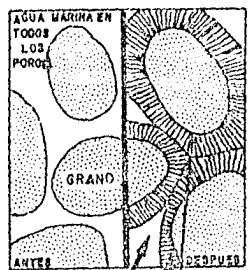
- 1.-CIRCULACION ACTIVA DE AGUA
- 2.-POCA LIXIVIACION DE ARAGONITA (LA LIXIVIACION PUEDE ESTAR ACOMPAÑADA POR REEMPLAZAMIENTO DE CALCITA
- 3.-CEMENTACION RAPIDA

RESULTADOS

- 1.-ABUNDANTE CEMENTO DE CALCITA EQUI DIMENSIONAL
- 2.-CEMENTO DE CALCITA ISOPACO EN FORMA DE LAMINAS DELGADAS
- 3.-INTERCRECIMIENTO DE CRISTALES
- 4.-ENGROSAMIENTO DE CRISTALES HACIA EL CENTRO DEL PORO
- 5.-REEMPLAZAMIENTO COMPLETO DE ARAGONITA POR CALCITA EQUI DIMENSIONAL
- 6.-SOBRECRECIMIENTOS SINTAXIALES EN LOS EQUINOIDEOS
- 7.-POROSIDAD RELATIVAMENTE BAJA

FIG.2.9.-PRINCIPALES CARACTERISTICAS PRESENTES EN EL AMBIENTE FREATICO DE AGUA DULCE.⁽³²⁾

AMBIENTE FREATICO MARINO



AGUA DE MAR LIMITE POLIGONAL DE ARAGONITA

ZONA ESTANCADA
PROCESOS

- 1.-POCA O NULA CIRCULACION DE AGUA
- 2.-CONTROL BACTERIAL (?) EN LA CEMENTACION
- 3.-AGUA SATURADA CON $CaCO_3$

RESULTADOS

- 1.-POCA CEMENTACION EXCEPTO EN LOS MICROPOROS ESQUELETALES
- 2.-NULA LIXIVIACION
- 3.-NULA ALTERACION DE LOS GRANOS
- 4.-MICRITIZACION

ZONA ACTIVA

PROCESOS

- 1.-IMPULSO DEL AGUA A TRAVES DE LOS SEDIMENTOS POR OLAS, CORRIENTES Y MAREAS
- 2.-RELLENO EN TODOS LOS POROS CON AGUA DE MAR
- 3.-NULA LIXIVIACION EN LOS AMBIENTES MARINOS SOMEROS

RESULTADOS

- 1.-AGUJAS DE ARAGONITA AL AZAR
- 2.-FIBRAS ISOPACAS DE ARAGONITA
- 3.-ARAGONITA BOTROIDAL
- 4.-CALCITA MAGNESIANA MICRITICA
- 5.-FIBRAS ISOPACAS DE CALCITA MAGNESIANA
- 6.-PSEUDO PELETS DE CALCITA MAGNESIANA
- 7.-LIMITES POLIGONALES ENTRE CEMENTOS ISOPACOS
- 8.-CEMENTOS Y SEDIMENTOS INTERSTRATIFICADOS
- 9.-HORADACIONES EN CEMENTOS
- 10.-LA MAYORIA DE LA CEMENTACION EN ARRECIFES O EN ZONAS DE OLEAJE

FIG.2.10.-PRINCIPALES CARACTERISTICAS PRESENTES EN EL AMBIENTE DIAGNETICO FREATICO MARINO.⁽³²⁾

guas de estos dos ambientes. El proceso diagenético más interesante en esta zona es el fenómeno de la dolomitización.

Badiozamani,³² 1973 mostró que mezclas con 10% de agua salina y 90% de agua dulce forman una solución altamente subsaturada con calcita, y sobresaturada con dolomita. La dolomitización no ocurre en todos los ambientes de la zona mixta, restringiéndose posiblemente a aquel ambiente con buena circulación de agua. Existen a profundidad tres procesos principales de reducción en la porosidad:

1. Compactación mecánica
2. Presión-solución y cementación
3. Cementación por salmueras

Zona Freática Marina. Se dice que la mayoría de los carbonatos están depositados en ambientes marinos, principiando así su historia diagenética.

La diagénesis freática marina es poco variable como resultado de los ritmos del movimiento de agua en el sedimento. El ambiente freático marino se divide en dos zonas.

1. Zona Freática Marina Estancada. Aquí, el movimiento de agua a través del sedimento es relativamente lenta y la cementación no llega a ocurrir.
2. Zona Freática Marina Activa. Aquí, el movimiento del agua en combinación con otros procesos da como resultado la cementación (Figura 2.10).

Para que ocurra la sedimentación en esta zona, muchos volúmenes de agua en el poro deben moverse a través del sedimento.

2.3.1. Dolomitización

En términos generales, las rocas dolomíticas tienen mejores porosidades y permeabilidades que la gran mayoría de las calizas.

Por esta razón, se considera a las dolomías volumétricamente como las más importantes rocas almacenadoras de hidrocarburos en rocas carbonatadas.

En este trabajo se emplea el término dolomita para la especie mineral ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y dolomía para la roca carbonatada compuesta con más del 50% del mineral dolomita. Generalmente la dolomitización de calizas da como resultado una mejor permeabilidad y un aumento en la porosidad.

La dolomia "primaria" puede formarse por reemplazamiento penecontemporáneo al depósito de sedimentos carbonatados en planicies de mar; principalmente en sedimentos de grano fino. La dolomita "secundaria" con una ocurrencia muy frecuente, es el resultado del reemplazamiento de calcita por dolomita en calizas preexistentes, debido a que aguas del subsuelo proporcionan un suministro muy grande de iones de Mg.

Los factores que controlan esta dolomitización son entre otros (1) la permeabilidad de las calizas; (2) la concentración iónica del fluido en los poros; y (3) composición y tamaño de la partícula.

Existen diversas hipótesis acerca de la dolomitización "secundaria". Modelos antiguos consideraban que se requería de salmueras concentradas por evaporación; pero modelos recientes consideran que una dolomitización extensa es el resultado de la lenta acción de aguas en concentraciones diluidas de Mg así como de salinidades muy bajas.

No obstante ser lenta la transformación de la dolomita, permite el crecimiento de cristales perfectamente formados, resultando una dolomitización completa de masas grandes de roca en un período grande de tiempo. Es importante que el suministro de Mg sea mantenido, debido a esto se ha propuesto la combinación dinámica de aguas marinas y dulces connatas o bien la expulsión de agua connatas durante los procesos de compactación de sedimentos circundantes.

Se tiene la posibilidad de que la dolomitización posea un sepultamiento

to se vea favorecida por temperaturas elevadas y por el ritmo de las reacciones orgánicas. Sin embargo, la mayoría de los estudios realizados en yacimientos carbonatados indican que la dolomitización ocurre durante un sepultamiento temprano.

A continuación son presentados los principales efectos de la dolomitización sobre la porosidad y permeabilidad.

- a) El reemplazamiento por dolomita muestra selectividad de la fábrica. En granos de rocas calcáreas con abundante lodo calcáreo, la matriz fina es dolomitizada, produciendo porosidades tipo móllica y vesicular.
- b) Los grados de dolomitización muestran grandes efectos sobre la porosidad final. En base a diversos estudios realizados en los yacimientos Arab-D del jurásico superior, Powers⁸, 1962, mostró como la porosidad tiende a decrecer mientras la dolomitización aumenta de 10 a 80%, pero al incrementarse de 80 a 90%, aumenta significativamente tanto la permeabilidad como la porosidad intercrystalina. Al exceder 90% de dolomita, la porosidad decrece nuevamente. Esto es ilustrado por Lucia¹⁴, 1962, con un ejemplo similar Figura 2.11.
- c) La dolomitización origina una fuerte estructura entrelazada de cristales que resisten la compactación de sedimentos suprayacentes, preservando la porosidad intercrystalina a profundidades muy grandes. La porosidad de un bloque de caliza a 900 metros puede ser mayor que una contraparte dolomitizada, pero más allá de los tres mil metros o más se tiene un efecto reversible pues la porosidad en la dolomía se preserva y será mayor que en la caliza equivalente.
- d) Lodos calcáreos dolomitizados producen una distribución muy fina de cristales. El tamaño de las partículas de micrita es importante, pues debido a esto proporcionarán numerosos centros de nucleación a la dolomita. Estos cristales al crecer se "interfieren" entre sí, limitando el tamaño del poro (pero preservándolo) y el del cristal.

El efecto neto que produce la dolomitización, y esto es importante, es que primeramente (profundidades someras) reduce la porosidad, pero posteriormente (mayores profundidades) por su mayor capacidad de soportar la sobrecarga, se mantiene una mayor porosidad respecto a calizas equivalentes.

2.3.2. Fracturamiento

Debido a lo quebradizo que son los carbonatos, tienden a fracturarse al exponerse a fuerzas tectónicas ligeras o de sobrecarga. Se considera que a profundidades menores a los tres mil - tres mil quinientos metros, las calizas responden fragilmente.

Datos de laboratorio indican que a presiones mayores a las establecidas en esas profundidades, la roca empezará a "fluir" (es decir, tendrá un comportamiento plástico-dúctil) y a fracturarse. En cambio las dolomías llegan a tener un estado quebradizo a profundidades más allá de los seis mil metros aproximadamente.

Si son aplicables los datos de laboratorio, se tiene entonces una mayor oportunidad de encontrar yacimientos fracturados de dolomía, así como de calizas a profundidades más allá de los tres mil quinientos metros. Estadísticamente esto parece ser cierto.

El fracturamiento no aumenta el volumen de los poros, su contribución es menor del 1%, pero en cambio si aumenta significativamente la permeabilidad del yacimiento, en rangos de darcies.

Ejemplos de estos yacimientos son las crestas ekofisk del Mar del Norte, El Mara y la Paz y otros yacimientos carbonatados cretácicos como los del área Lake Maracaibo, las calizas Asmari de Irán, el Elkton de Alberta en Canadá y el Eilenberger del oeste del Texas. El fracturamiento está controlado principalmente por la deformación estructural.

Las crestas de los pliegues, por ejemplo, continuamente son -

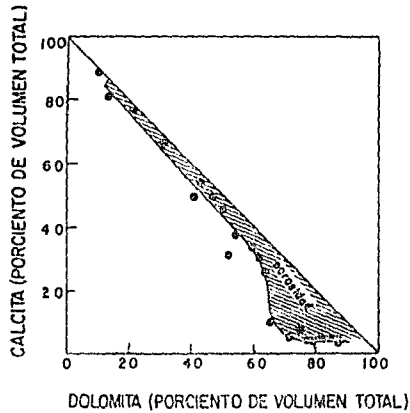


FIG.2.11 - REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS RELACIONES ENTRE POROSIDAD Y PORCENTAJES DE VOLUMEN TOTAL DE CALCITA Y DOLOMITA. ⁽¹⁵⁾

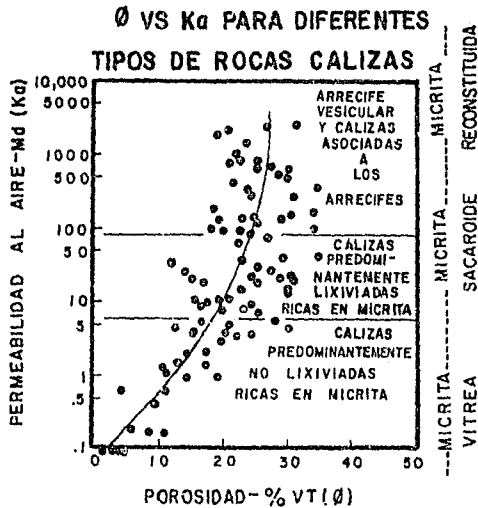


FIG.2.12 - GRAFICAS DE POROSIDAD CONTRA PERMEABILIDAD PARA DIFERENTES TIPOS DE ROCAS CALIZAS. ⁽⁸⁾

fracturadas. El patrón más común de fracturamiento en los anticlinales consiste de un conjunto principal de fractura perpendicular a los ejes del pliegue y de dos conjuntos conjugados de fracturas de cizalla a un elevado ángulo respecto a los ejes del pliegue.

Es difícil la determinación del espaciamiento, extensión y posición de las fracturas, aún cuando las calizas hayan sido extensamente nucleadas hasta el presente no han sido satisfactorios los métodos de registros geofísicos de pozos para determinar características de fracturamiento. Variaciones en registros acústicos muestran resultados muy prometedores. Métodos de pruebas en pozos, en combinación con resultados de análisis de núcleos, pueden dar indicaciones definitivas del fracturamiento. Los métodos geofísicos pueden ayudar grandemente y ser una herramienta muy valiosa en el futuro para definir el fracturamiento tanto natural como inducido.

2.4. MODELOS GEOMETRICOS DE POROS Y EFICIENCIA DE RECUPERACION DE LOS HIDROCARBUROS

La distribución, forma y tamaño del poro son características muy significativas para determinar la capacidad del flujo de fluidos en el yacimiento. La Figura 2.12 muestra una tendencia general de como la porosidad y permeabilidad se relacionan en forma directamente proporcional. Wardlaw⁴⁰, 1979, llevo a cabo estudios enfocados a la eficiencia de recuperación en las rocas carbonatadas, de los cuales se derivan los siguientes conceptos.

La eficiencia con la cual el aceite es desplazado por agua durante una inyección de agua, se define como la razón del volumen de aceite desplazado, respecto al volumen de aceite originalmente en el lugar. La eficiencia de recuperación se ve afectada por la geometría porosa de la roca y por las interacciones fluido-roca y fluido-fluido.

Las características más importantes del sistema poroso respecto a la eficiencia de flujo son:

1. Razón del tamaño poro-garganta

2. Número de coordinación del poro-garganta
3. Tipo y grado de heterogeneidad

Wardlaw realizó pruebas de presión capilar-aire-mercurio para lograr una mejor comprensión de la eficiencia de recuperación. Cuando la razón del tamaño poro-garganta es pequeña, las rocas tienen alta eficiencia de recuperación tal como se aprecia en la Figura 2.13. Esto ocurre cuando se tienen muestras con alta porosidad, donde poros y gargantas son de tamaños relativamente uniformes. Por el contrario, poros con razones de tamaño poro-garganta grandes disminuyen la eficiencia de recuperación.

Wardlaw define el número de coordinación como el número de gargantas que se encuentran comunicadas con cada poro, y es una medida de la comunicación del sistema poroso.

A continuación son presentados una serie de modelos geométricos que representan el comportamiento de la porosidad en los yacimientos carbonatados, en base a estudios realizados por Wardlaw y Cassan (1979)⁴⁰.

La Figura 2.14-A, representa una malla discontinua de forma hexagonal de tubos grandes, centrados en G, aislados en medio de una malla continua de tubos pequeños (P).

La Figura 2.14-B, representa una malla discontinua hexagonal de tubos pequeños (P), aislados en medio de una malla continua de tubos grandes (G). Tiene alta eficiencia de recuperación.

La Figura 2.15-A representa una región de tubos con un número de coordinación muy alto, aislados en una región de tubos con un número bajo de coordinación, es decir, se tiene una malla triple hexagonal discontinua (número de coordinación 6) en una malla hexagonal individual continua (número de coordinación 3). Todos los tubos son del mismo tamaño.

La Figura 2.15-B, representa una malla hexagonal individual discontinua en una malla hexagonal triple continua, es decir, la región de

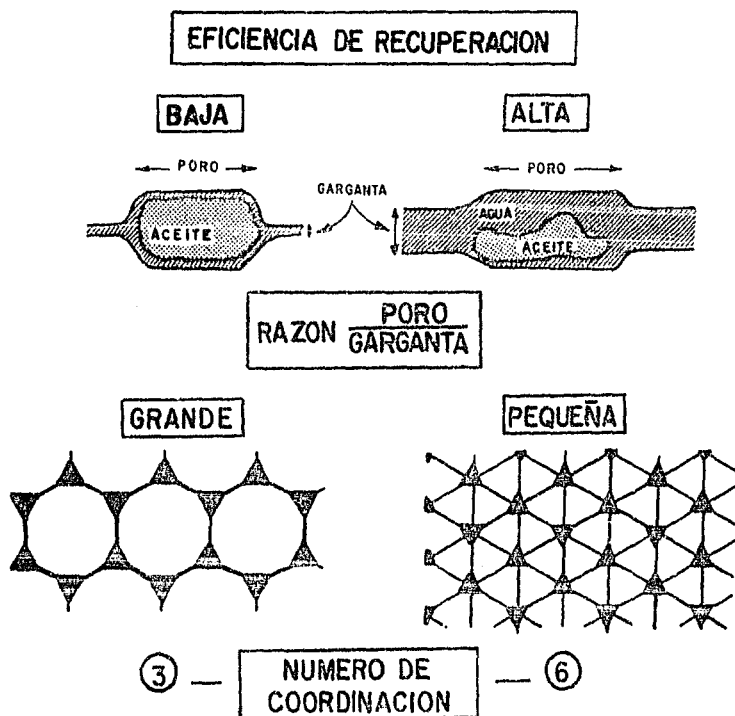


FIG.2.13 -REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA RAZON PORO-GARGANTA, DEL NUMERO DE COORDINACION Y ⁽¹⁵⁾ SUS EFECTOS SOBRE LA EFICIENCIA DE RECUPERACION.

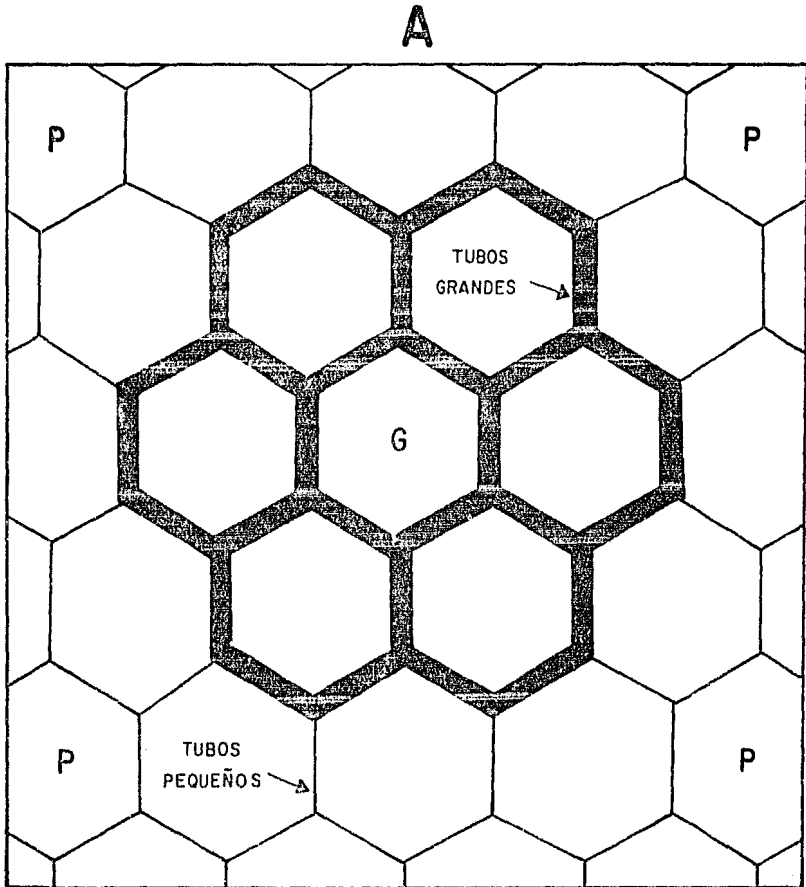


FIG.2.14 - A. MALLA DISCONTINUA DE FORMA HEXAGONAL DE TUBOS GRANDES, CENTRADOS EN G, AISLADOS EN MEDIO DE UNA MALLA CONTINUA DE TUBOS PEQUEÑOS (P).⁽¹⁵⁾

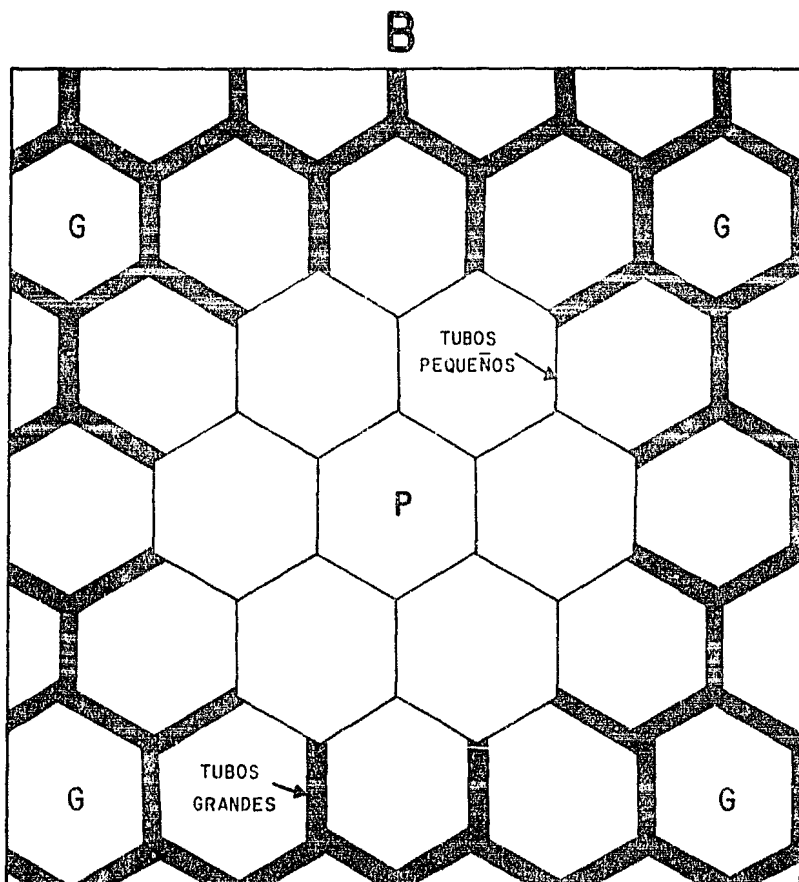


FIG. 2.14 -B. MALLA DISCONTINUA HEXAGONAL DE TUBOS PEQUEÑOS (P), AISLADOS EN MEDIO DE UNA MALLA CONTINUA DE TUBOS GRANDES (G). SU EFICIENCIA DE RECUPERACION ES ALTA.⁽¹⁵⁾

A

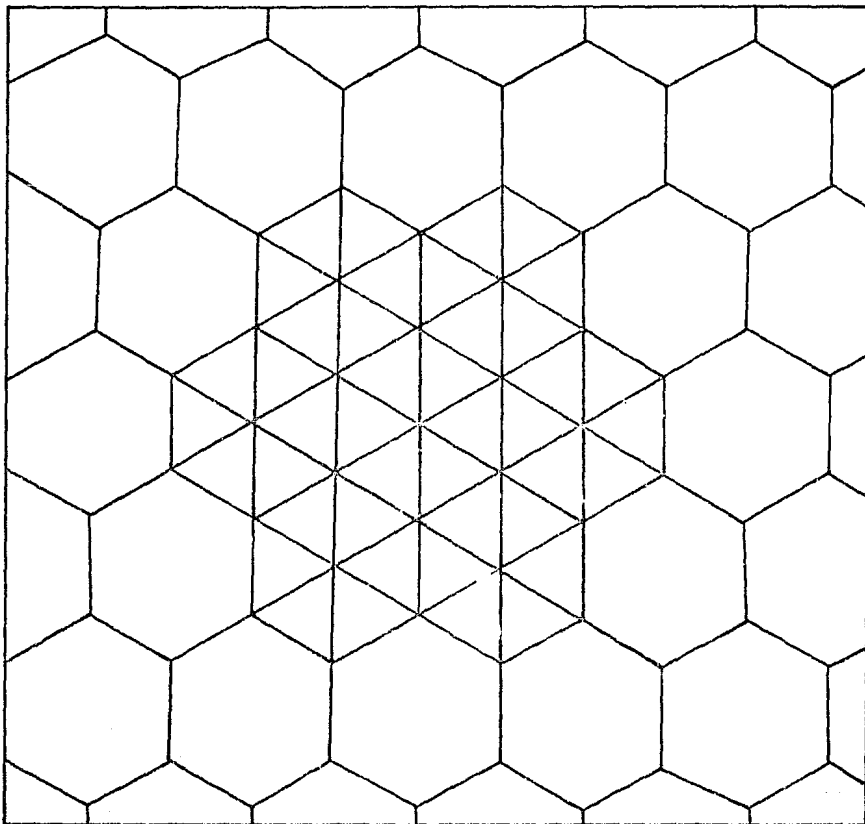


FIG. 2.15. - A. REGION DE TUBOS CON NUMERO DE COORDINACION ALTO (6), AISLADOS EN UNA REGION DE TUBOS CON NUMERO DE COORDINACION BAJO (3), ES DECIR, SE TIENE UNA MALLA TRIPLE HEXAGONAL DISCONTINUA EN UNA MALLA HEXAGONAL INDIVIDUAL CONTINUA. TODOS LOS TUBOS SON DEL MISMO TAMAÑO.⁽¹⁵⁾

B

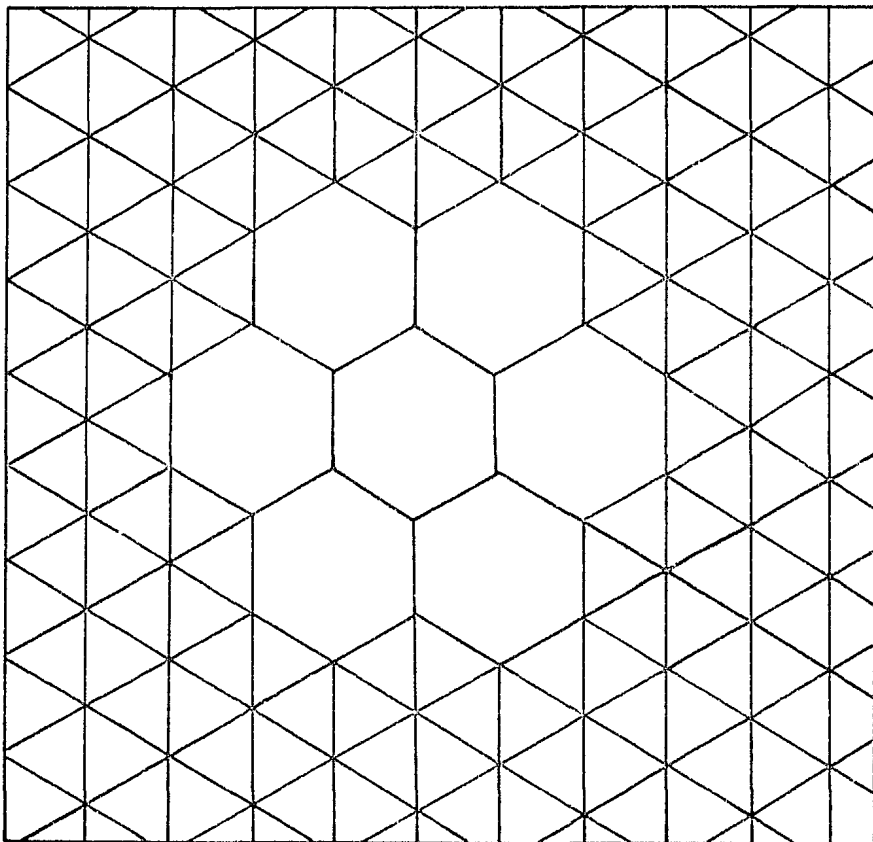


FIG.2.15.-B. REGION DE TUBOS CON NUMERO DE COORDINACION BAJO (3), AISLADOS EN UNA REGION DE TUBOS CON NUMERO DE COORDINACION ALTO (6), ES DECIR, SE TIENE UNA MALLA HEXAGONAL INDIVIDUAL DISCONTINUA EN UNA MALLA HEXAGONAL TRIPLE CONTINUA. TODOS LOS TUBOS SON DEL MISMO TAMAÑO. SU EFICIENCIA DE RECUPERACION ES GRANDE.⁽¹⁵⁾

bajo número de coordinación se encuentra aislada en una región de alto número de coordinación. Todos los tubos son del mismo tamaño. Su eficiencia de recuperación es grande.

La Figura 2.16 es una representación esquemática de la clasificación de algunos tipos importantes de mallas porosas observadas en las rocas almacenadoras carbonatadas. La suma de poros grandes con razones del tamaño poro-garganta grandes disminuye la eficiencia de recuperación (series 1). En una muestra heterogénea, con regiones de alta porosidad y también regiones de baja porosidad, la eficiencia de recuperación disminuye, si las regiones de alta porosidad son discontinuas; esto es, aisladas por las regiones de baja porosidad (series 2).

La Figura 2.17 muestra las relaciones existentes entre eficiencias de recuperación de mercurio y porosidad en base a estudios realizados a 92 muestras de carbonatos. La distribución de los datos definen la recta que representa una máxima eficiencia de recuperación y se observa que al aumentar la porosidad, la eficiencia de recuperación también se incrementa.

La Figura 2.18 ilustra la correspondencia entre la eficiencia de recuperación con una estimación basada a partir de moldes porosos y las eficiencias de recuperación de mercurio, medidas por medio de ensayos de drenaje-imbibición.

Para el 95% de muestras analizadas, la eficiencia de recuperación fue estimada con un error \pm del 10% aproximadamente. Este tipo de estimaciones sustentada en moldes del sistema poroso y en los conceptos básicos de razón poro-garganta, número de coordinación y arreglos de mallas, también se ha realizado mediante la observación del sistema poroso en láminas delgadas, con resultados similares.

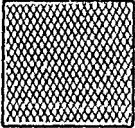


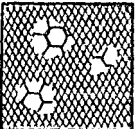

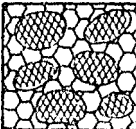
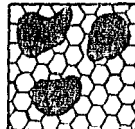


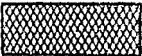
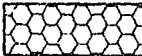


	A	B	C	D	E
EFICIENCIA * DE RECUPERACION	55%	45%	35%	30%	15%
SERIE 1	 XHc	 XHc + Md (5-9%)	 XHc + Md (>10%)		
SERIE 2	 XHc + XId	 XHc(25%) + XId(25%) + XIdc + XIdc		 XHd + XId	 XIdc + Md (>10%)
SERIE 3		 PHc		 PHc + Md (>10%)	
	 (a)	 (b)	 (c)	 (d)	

FIG.2.16.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA CLASIFICACION DE ALGUNOS TIPOS IMPORTANTES DE MALLAS POROSAS OBSERVADAS EN ROCAS ALMACENADORAS CARBONATADAS.⁽¹⁵⁾

a) REGIONES DE ALTA POROSIDAD INTERCRISTALINA (XH)

b) REGIONES DE BAJA POROSIDAD INTERCRISTALINA (XI)

c) REGIONES DE ALTA POROSIDAD INTERPARTICULA (PH)

d) REGIONES DE POROS GRANDES DONDE M = MEGAPORO
MESOPORO (vesiculas, etc.)

*

ASIGNADA EMPIRICAMENTE

FASE: c=CONTINUA

d=DISCONTINUA

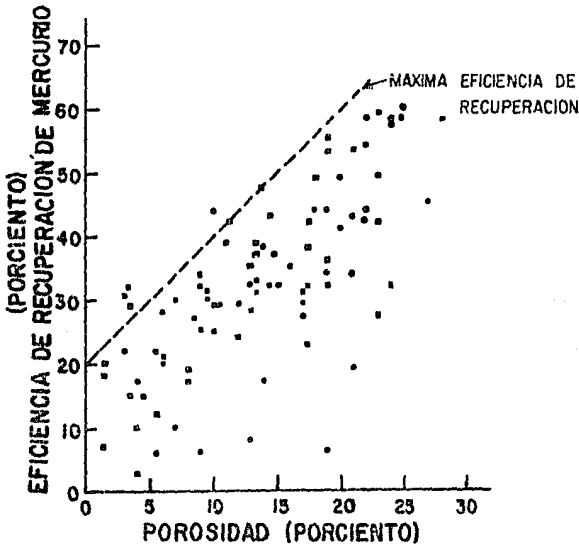


FIG.2.17 -REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS RELACIONES ENTRE POROSIDAD Y EFICIENCIA DE RECUPERACION DE MERCURIO.⁽¹⁵⁾

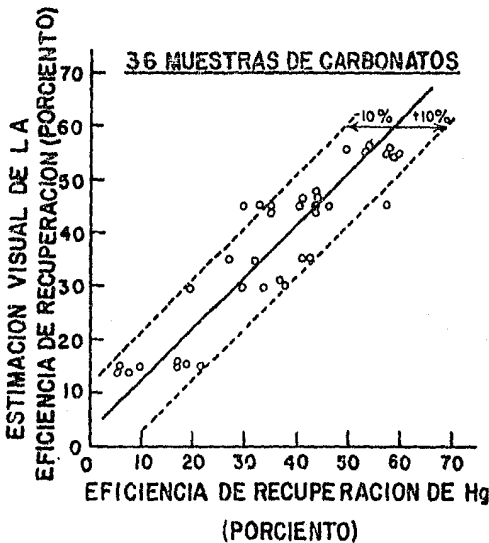


FIG.2.18 -EFICIENCIA DE RECUPERACION DE MERCURIO Y EFICIENCIA DE RECUPERACION A PARTIR DE UNA ESTIMACION VISUAL (MOLDES DE POROS).⁽¹⁵⁾

C A P I T U L O 3

SEDIMENTOS Y ROCAS TERRIGENAS

3.1 POROSIDAD PRIMARIA

Al ser depositadas las arenas, la porosidad primaria se encuentra entre 35 y 40% y la permeabilidad en varios darcies. Sin embargo, yacimientos típicos de hidrocarburos en areniscas tienen porosidades entre 10 y 25% y permeabilidades de hasta cientos de milidarcies.

Por lo tanto, las arenas tienen normalmente altas porosidades iniciales, la reducción de la porosidad primaria se ve favorecida por el incremento en la presión de sedimentos suprayacentes, por la alta temperatura, incremento en la edad, circulación de aguas de formación y seguramente, por la presencia de cemento que rellena el espacio poroso el cual es más fácilmente deformado que el cuarzo.

Inversamente, el mantenimiento de la porosidad primaria se ve favorecido por las bajas temperaturas, menor edad, aguas de formación estancadas, ausencia de matriz y de minerales diferentes del cuarzo, y probablemente por el exceso de presiones del fluido en el poro.

De las más importantes propiedades texturales de los sedimentos clásticos respecto a la porosidad y permeabilidad son el tamaño y clasificación de los granos y en menor relieve se encuentran la forma y redondez del grano. Existen cuatro tipos básicos de porosidad en las areniscas, Figura 3.1. :

- 1) Interpartícula. Cuando no es destruida, la porosidad interpartícula es común encontrarla asociada a una buena permeabilidad debido a las aperturas de poros grandes bien conectados.
- 2) Microporosidad. Se localiza en minerales arcillosos, fragmentos de pedernal, etc., debido a esto, areniscas con cantidades aceptables de minerales arcillosos, tienen abundante microporosidad, alta área superficial, aperturas pequeñas de poros, baja permeabilidad y alta saturación de agua irreductible.
- 3) Por Disolución. Produce una alta permeabilidad en poros bien interconectados. En cambio, disoluciones aisladas en poros, resultan en un yaci-

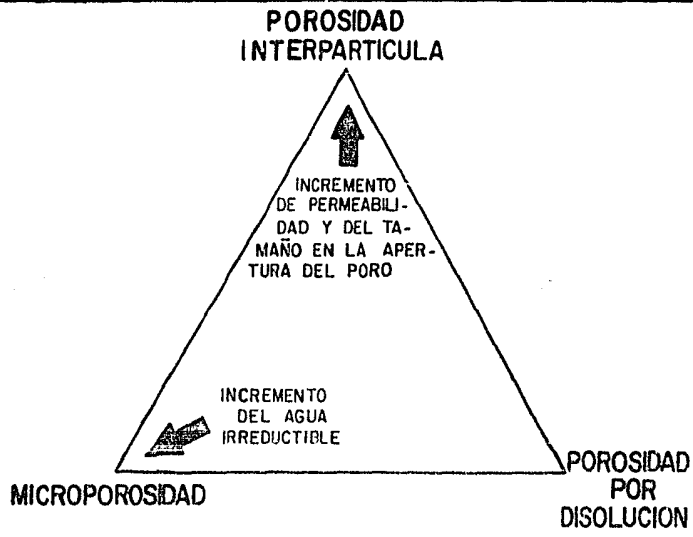


FIG.3.1 -DIAGRAMA DE CLASIFICACION TERNARIA SOBRE POROSIDAD EN LAS ARENISCAS.LA POROSIDAD POR FRACTURAMIENTO REPRESENTA UN CUARTO TIPO DE POROSIDAD.⁽¹⁹⁾

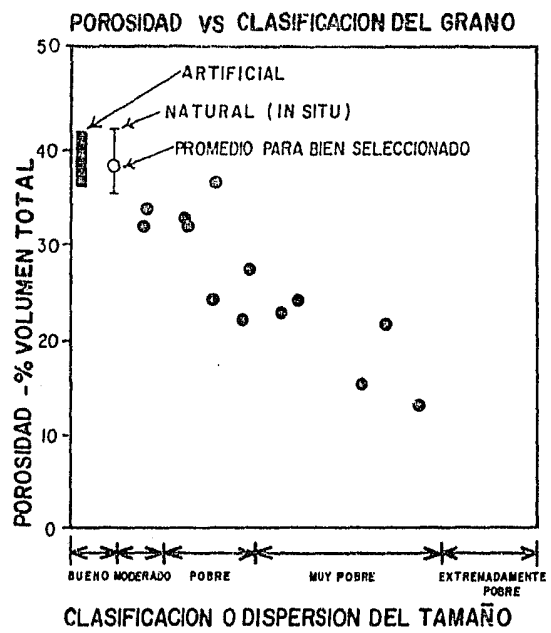


FIG.3.2.-RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA VARIACION DE POROSIDAD CON LA CLASIFICACION EN BASE AL TAMAÑO DEL GRANO.⁽¹⁷⁾

miento con baja permeabilidad.

- 4) Por Fracturamiento. Es menor con relación al volumen total, sin embargo, incrementa el flujo de fluidos de cualquier yacimiento de hidrocarburos.

Beard y Weyl, 1973,²⁵ realizaron estudios del tamaño y clasificación del grano y su relación con la porosidad para lo cual utilizaron arenas mixtas empacadas de una manera artificial, considerando ocho subclases en el tamaño y seis grados de clasificación.

Al compararse arenas de grano medio a fino en las mismas condiciones de historia de sepultamiento, estas últimas mostraron bajas porosidades. La tabla 3.1 ilustra los resultados obtenidos en los experimentos realizados para arenas empacadas en un ambiente húmedo. La Figura 3.2 muestra la variación de porosidad con la clasificación en base al tamaño del grano.

De estos estudios se concluye lo siguiente:

- 1) La porosidad de arenas naturales empacadas artificialmente es independiente del tamaño que presenta el grano, para arenas de la misma clasificación (la porosidad sufrirá una variación con la clasificación)
El promedio de porosidad obtenido para arenas empacadas en un ambiente húmedo presenta una escala que va desde 42.4% para arenas extremadamente bien clasificadas, hasta 27.9% para arenas muy pobremente clasificadas (ver la Tabla 3.1).
- 2) Al estudiarse los fenómenos de compactación en las areniscas, es importante considerar la variación que sufre la porosidad, por ser un factor muy importante.
No obstante, siempre deben compararse areniscas del mismo grupo de clasificación al establecerse gradientes de compactación o bien, en algún estudio acerca de los mecanismos de diagénesis en las areniscas.
- 3) La permeabilidad de arenas no consolidadas tiende a sufrir una disminución a medida que el tamaño del grano es más fino y la clasificación más pobre.

POROSIDAD (PORCIENTO) DE ARENAS EMPACADAS EN UN AMBIENTE HUMEDO Y MEZCLADAS ARTIFICIALMENTE

TAMAÑO →	GRUESO		MEDIO		FINO		MUY FINO		PROMEDIO DE POROSIDAD	PORCIENTO DE DESVIACION ESTANDARD
	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.		
CLASIFICACION ↓										
EXTREMADAMENTE BIEN CLASIFICADO	43.1	42.8	41.7	41.3	41.3	43.5	42.3	43.0	42.4	0.8
MUY BIEN CLASIFICADO	40.8	41.5	40.2	40.2	39.8	40.8	41.2	41.8	40.8	0.6
BIEN CLASIFICADO	38.0	38.4	38.1	38.8	39.1	39.7	40.2	39.8	39.0	0.8
MÓDERADAMENTE CLASIFICADO	32.4	33.3	34.2	34.9	33.9	34.3	35.6	33.1	34.0	1.0
POBREMENTE CLASIFICADO	27.1	29.8	31.5	31.3	30.4	31.0	30.5	34.2	30.7	1.8
MUY POBREMENTE CLASIFICADO	28.6	25.2	25.8	23.4	28.5	29.0	30.1	32.6	27.9	2.8
PROMEDIO DE POROSIDAD	30.5	35.2	35.3	35.0	35.5	36.4	36.7	37.4		
PORCIENTO DE DESVIACION ESTANDARD	6.0	6.3	5.5	6.2	4.9	5.3	5.0	4.2		

TABLA 3.1.-RESULTADOS OBTENIDOS EXPERIMENTALMENTE PARA ARENAS EMPACADAS EN UN AMBIENTE HUMEDO.⁽²⁵⁾

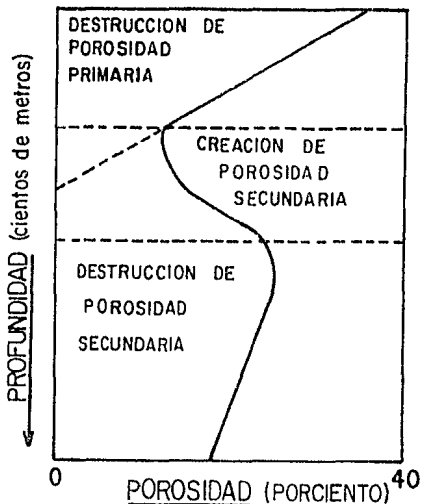


FIG.3.3 -REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA DISTRIBUCION Y EVOLUCION DE LA POROSIDAD PRIMARIA Y SECUNDARIA EN RELACION CON LA PROFUNDIDAD.⁽¹⁸⁾

- 4) Una esfericidad muy baja (forma del grano) así como una alta angularidad (redondez del grano) tienden a incrementar la porosidad.
- 5) Es importante realizar comparaciones texturales visuales que faciliten una rápida estimación de la forma, tamaño y clasificación del grano.

3.2 POROSIDAD SECUNDARIA

La Figura 3.3 muestra la forma de distribución y evolución de la porosidad primaria y secundaria con respecto a la profundidad (se encuentran exagerados los casos mejor posibles).

En la mayoría de los casos, la porosidad secundaria se incrementa con la profundidad a un máximo y posteriormente declina suavemente. La porosidad secundaria es destruida a grandes profundidades por compactación y cementación, la destrucción de porosidad primaria se debe en cambio a la inestabilidad química y mecánica de la mayoría de granos que reaccionan durante la diagénesis temprana.

El desarrollo de porosidad secundaria está directamente relacionada con el movimiento de disoluciones acuosas químicas activas que fluyen de lutitas compactadas hacia las areniscas.

Los procesos que reducen el espacio poroso secundario pueden clasificarse en:

- 1) Químicos (cementación, reemplazamiento, recristalización).
- 2) Mecánicos (compactación por deformación plástica y fracturas de granos detritales).
- 3) Combinados (alteración de un grano detrital acompañado por compactación, y fenómeno de presión-solución).

La Tabla 3.2 presenta unalista de minerales principalmente autígenos que reemplazan y rellenan espacios porosos observados en las areniscas. Estos minerales son los productos de los procesos químicos, principalmente por precipitación de disoluciones acuosas.

SILICE SOBRECRECIMIENTOS DE CUARZO CALCEDONIA OPALO	ZEOLITAS ANALCIMA CLINOPTILOLITA LAUMONTITA ESTILBITA WAIRAKITA	SULFATOS ANHIDRITA BARITA CELESTITA
MINERALES ARCILLOSOS CAOLINITA DICKITA CLORITA MICA ESMECTITA	FELDESPATOS FELDESPATOS - K PLAGIOCLASA $\begin{matrix} \text{Ca} \\ \text{Na} \end{matrix}$	HALUROS HALITA FLUORITA
ARCILLAS CON CAPAS MEZCLADAS	CARBONATOS CALCITA DOLOMITA SIDERITA	Fe-O-(OH)* PIRITA

* NUMEROSOS OXIDOS E HIDROXIDOS DE HIERRO, DONDE LA HEMATITA Y LA GOETHITA SON LOS MAS COMUNES.

TABLA 3.2.-RELLENO AUTIGENICO Y PREMETAMORFICO DE ESPACIOS VACIOS, ASI COMO REEMPLAZAMIENTO DE MINERALES EN LAS ARENISCAS. ⁽¹⁸⁾

En volumen, la porosidad secundaria puede llegar a extender o igualar a la porosidad primaria. La Figura 3.4 presenta un diagrama de flujo que ilustra los regímenes diagenéticos implicados en el desarrollo de porosidad secundaria en las areniscas.

La Figura 3.5 muestra, en forma secuencial, los procesos diagenéticos que originan la porosidad secundaria.

Por otra parte, Schmidt y McDonald, 1979,²⁴ sugieren que disoluciones en carbonatos son el resultado de la decarboxilación de materia orgánica en estratos adyacentes a las areniscas durante el curso de la maduración orgánica, Figura 3.6. Estos procesos conducen a la generación de dióxido de carbono, que junto con el agua forman ácido carbónico que reacciona con los minerales carbonatados.

Las Figuras que a continuación se presentan, ofrecen una idea muy clara del papel que desempeña la porosidad secundaria en las areniscas.

Estas figuras son el resultado de laboriosas investigaciones realizadas por Schmidt y McDonald, 1979,²⁴ quienes proporcionan con este material gráfico una mejor comprensión de los fenómenos del comportamiento de la porosidad secundaria en las areniscas. Figuras 3.7 a 3.10.

Desde el punto de vista de los procesos que destruyen la porosidad en las areniscas, estas se dividen en tres grupos (Figura 3.11):

1. Areniscas cuarzosas, con más del 90% de cuarzo
2. Areniscas feldespáticas (10-25% de feldespatos) y arcósicas (más del 25% de feldespatos), pero menos del 10% de fragmentos inestables de roca.
3. Areniscas líticas, con más del 10% de fragmentos inestables de roca.

1. Diagénesis de las Areniscas Cuarzosas, El principal factor que destruye la porosidad es el fenómeno de presión-solución que sufre el sílice en los puntos de contacto de los granos, sucediendo precipitaciones en los espacios vacíos como sobrecrecimientos de cuarzo.

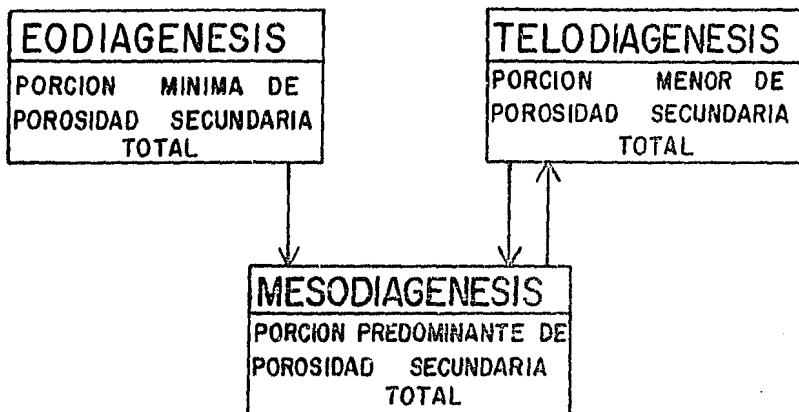


FIG. 3.4 - REGIMENES DIAGENETICOS EN EL DESARROLLO DE POROSIDAD SECUNDARIA EN LAS ARENISCAS⁽²³⁾

PROCESOS DIAGENETICOS	PORCION DE POROSIDAD SECUNDARIA	
FRACTURAMIENTO EN LA ROCA	* PEQUEÑA	
FRACTURAMIENTO EN EL GRANO	PEQUEÑA	
GRIETAS DE DESECAMIENTO	* PEQUEÑA	
DISOLUCION DE * PUEDE SER DE GRAN IMPORTANCIA EN UNIDADES ESTRATIGRAFICAS INDIVIDUALES	CALCITA	GRANDE
	DOLOMITA	GRANDE
	SIDERITA	GRANDE
	SULFATO	* PEQUEÑA
	OTRAS EVAPORITAS	* PEQUEÑA
	SILICATO	MUY PEQUEÑA
OTRO NO SILICATO	MUY PEQUEÑA	

FIG. 3.5 - PROCESOS DIAGENETICOS QUE ORIGINAN POROSIDAD SECUNDARIA EN LAS ARENISCAS⁽²³⁾

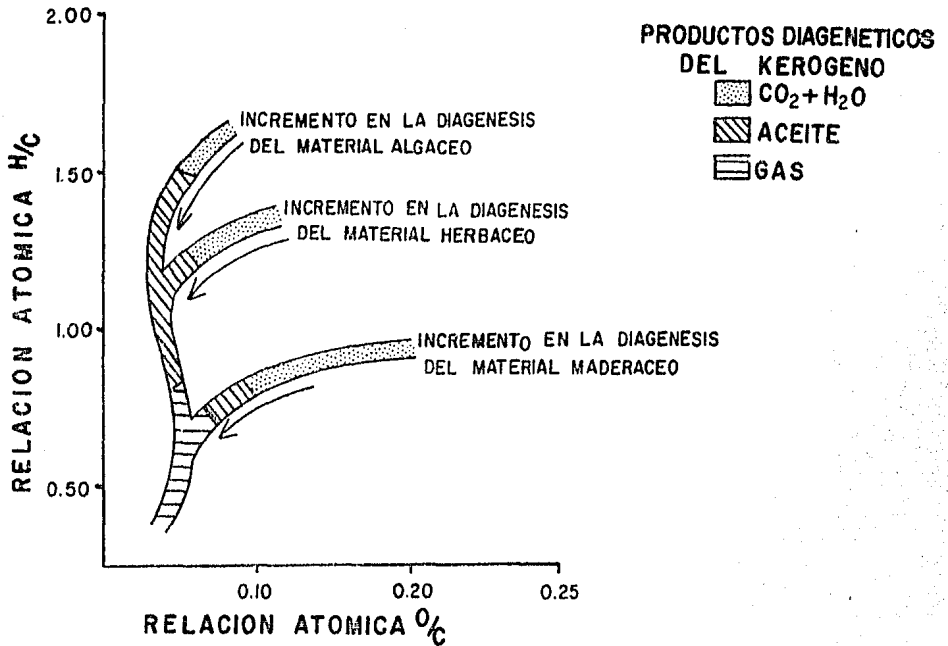


FIG.3.6.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA EVOLUCION DIAGENETICA DEL KEROGENO.⁽²³⁾

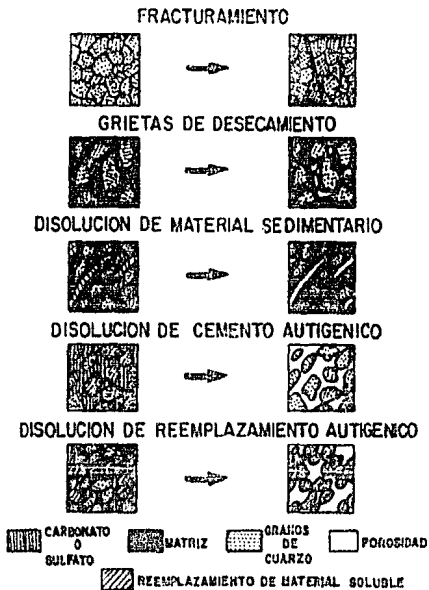


FIG.3.7 -CLASES GENETICAS DE POROSIDAD SECUNDARIA EN LAS ARENISCAS.
(23 Y 24)

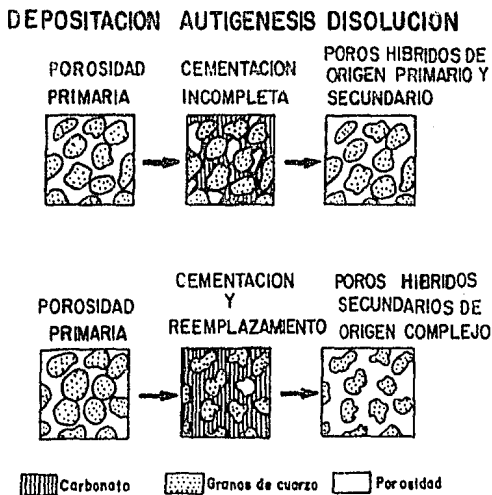


FIG.3.8.-DESARROLLO TEXTURAL DE POROS HIBRIDOS.
(24)

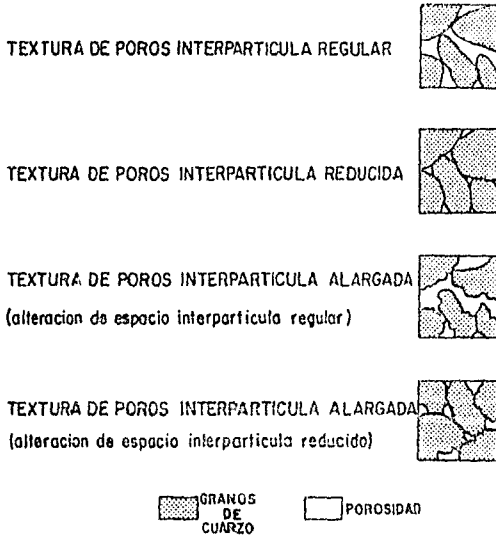


FIG.3.9 -DIFERENTES TEXTURAS INTERPARTICULAR DE LA POROSIDAD SECUNDARIA.⁽²⁴⁾

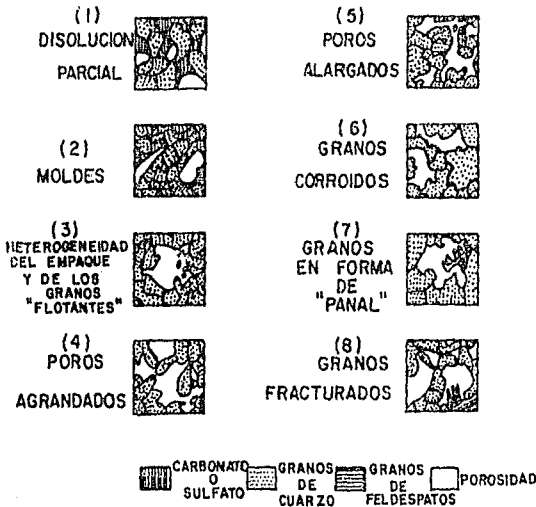


FIG.3.10.-CRITERIO PETROGRAFICO PARA RECONOCER POROSIDAD SECUNDARIA EN LAS ARENISCAS.⁽²⁴⁾

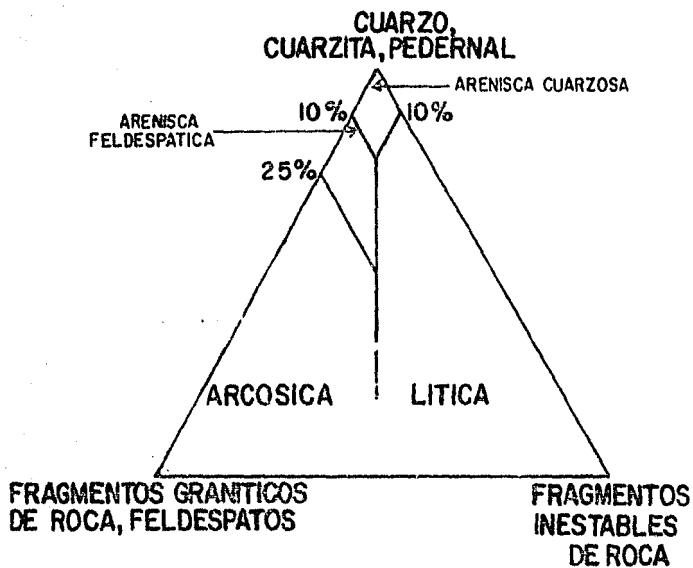


FIG. 3.11.-CLASIFICACION TERNARIA DE LAS ARENISCAS.⁽²⁰⁾

Estos procesos dependen básicamente de la historia del sepultamiento y la temperatura. Sobrecrecimientos de cuarzo pueden identificarse en láminas delgadas usando el microscopio petrográfico standard. El reconocimiento de los sobrecrecimientos depende principalmente de la presencia de una línea de "polvo" o en las caras cristalinas. Ver Figura 3.12.

El exámen de las areniscas cuarzosas con el microscopio de barrido electrónico (SEM), muestra detalles y complejidades no observables en los microscopios petrográficos.

2) y 3). Diagénesis de Areniscas Feldespáticas y Líticas. Formación de Minerales Arcillosos. En estas areniscas la destrucción de porosidad se debe a la cementación del sílice, a la alteración de feldespatos y otros granos inestables (de silicatos ferromagnesianos) en los minerales arcillosos y a la precipitación directa de minerales arcillosos de aguas de formación.

Un porcentaje elevado de minerales inestables (arcillas autigénicas) son el principal "obturador" de espacios porosos en las areniscas.

Casos extremos se encuentran establecidos en los volcanoclásticos. Es muy importante al estudiar los yacimientos, distinguir entre arcillas sedimentarias (alogénicas) y arcillas que son el resultado de alteraciones minerales inestables (autigénicas).

La Figura 3.13 muestra un modo de ocurrencia y comportamiento de las arcillas alogénicas (material terrígeno) la cual puede estar como : matriz dispersa; fióculos de tamaño de arenas; cláastos de lodo o lutitas del tamaño de arenas o gravas interestratificadas.

Estas arcillas se introducen en forma continua por entre las partículas o granos gruesos, como resultado de la bioturbación o bien de la compactación.

La Figura 3.14 ilustra la distribución de las arcillas autigé-

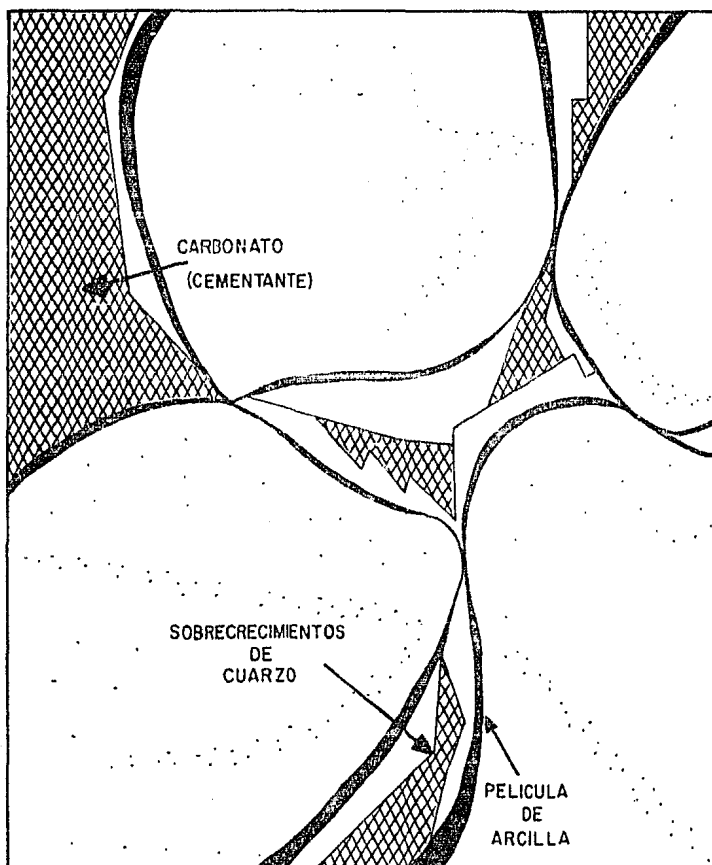


FIG.3.12 -REPRESENTACION ESQUEMATICA QUE MUESTRA EL RELLENO DE ESPACIOS POROSOS POR TRES COMPONENTES DIAGENETICOS.⁽¹⁷⁾

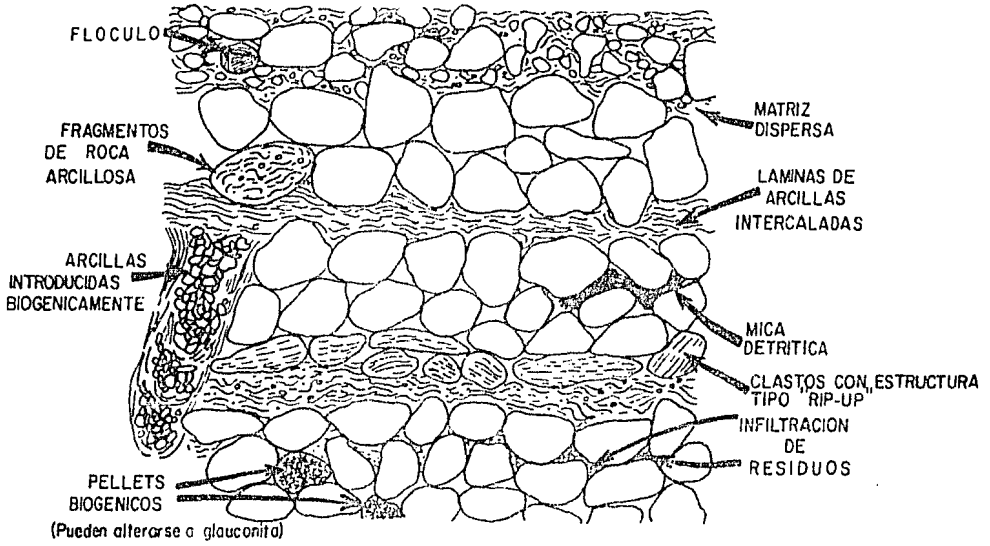


FIG.3.13 -MODO DE OCURRENCIA DE ARCILLAS ALOGENICAS EN LAS ARENISCAS.⁽²⁰⁾

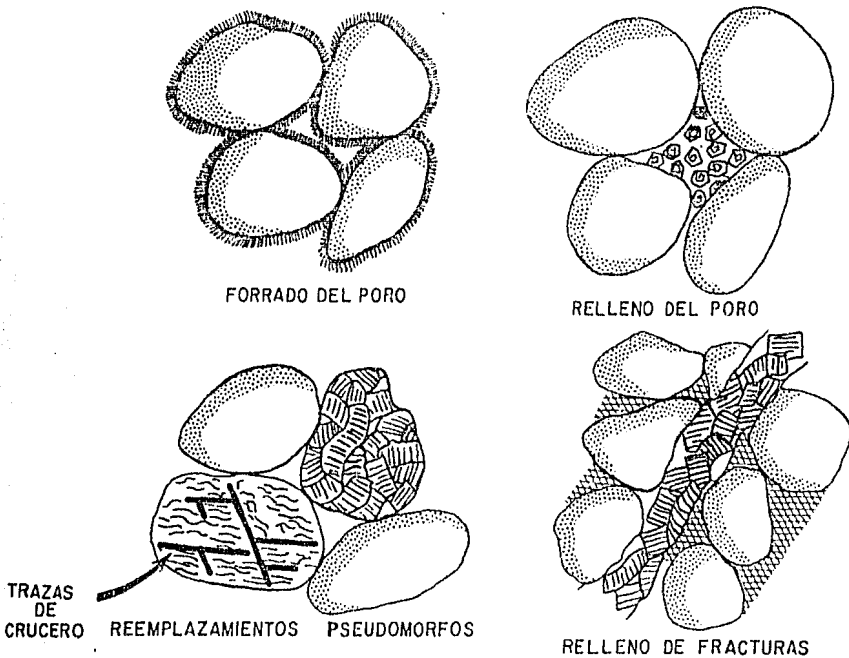


FIG.3.14 -MODO DE OCURRENCIA DE ARCILLAS AUTIGENICAS EN LAS ARENISCAS.⁽²⁰⁾

nicas, las cuales son formadas o regeneradas en el lugar. Los mejores criterios para su identificación son: la delicadeza en cuanto a su morfología, que impide el transporte sedimentario; la ocurrencia de arcillas en forma de "forros" alrededor de los poros, ausentes únicamente en granos "estrechos" y una composición diferente de arcillas alogénicas.

La Tabla 3.3 muestra las principales características de las arcillas autigénicas y su relación con la porosidad.

Ejemplos de diversas microfotografías vistas bajo el SEM, de diversas arcillas mencionadas anteriormente, se aprecian en los trabajos de Wilson y Pittman, 1977.²⁰

Efectos de las Arcillas Autigénicas en las Propiedades de los Yacimientos.

Existe un control muy importante de las arcillas autigénicas sobre la calidad del yacimiento, particularmente en lo referente a permeabilidad y saturación de agua. Los minerales arcillosos modificar el tamaño y forma del poro, se encuentran relleno de espacios vacíos y recubriendo los granos provocando una reducción en las aperturas porosas o bien se tienen ambas combinaciones.

Los microporos entre partículas de arcillas tienen capacidad de retener agua irreductible, es decir, aguas firmemente retenidas debido a la atracción fisico-química entre sólido y líquido.

A estos microporos se les denomina porosidades no efectivas respecto al flujo de hidrocarburos. Las arcillas autigénicas pueden crear problemas durante la perforación, estimulación y producción, ya que bloquean los poros por expansión y migración o bien por partículas de lodo que han quedado atrapadas durante la perforación.

Diagénesis de Areniscas Volcánicas. Areniscas formadas en algunos lugares del Circum Pacífico en cuencas de márgenes de placas convergentes, contienen grandes cantidades de detritos volcánicos (andesíticos) así como granos de plagioclasas.

	MORFOLOGIA DE LAS PLACAS INDIVIDUALES	FORMA DE LOS AGREGADOS	RELACIONES PARA GRANOS DETRITICOS DEL TAMAÑO DE ARENAS	ESPESORES DE CAPAS O DIMENSIONES GRANDES DE AGREGADOS (en micras)	RASGOS ESPECIALES
CAOLINITA Y DICKITA	PSEUDOHEXAGONALES	PLACAS AFLADAS (en forma de fibras)	RELLENO DEL PORO	2-2500 (generalmente 2-20)	PLACAS CARCOMIDAS (GEMELADAS?)
	PSEUDOHEXAGONALES	VERMICULAR	RELLENO DEL PORO	10-2500 (generalmente 20-200)	PLACAS CARCOMIDAS (GEMELADAS?)
	PSEUDOHEXAGONALES	EN LAMINAS	RELLENO DEL PORO	0.1-1	PLACAS CARCOMIDAS (GEMELADAS?)
CLORITA	PSEUDOHEXAGONALES	EN PLACAS (cardhouse bidimensional)	FORRADO DEL PORO	2-10	
	ONDULACIONES EQUIDIMENSIONALES CON BORDES REDONDEADOS	TIPO "PANA L"	FORRADO DEL PORO	2-10	
	EQUIDIMENSIONAL CON BORDES ANGULARES O LOBULARES	EN "ROSETA" O "ABANICO"	FORRADO DEL PORO Y RELLENO DEL PORO	4-150 (generalmente 4-20)	
	PAQUETES FIBROSOS EN FORMA DE ABANICO	TIPO "REPOLLO"	FORRADO DEL PORO Y RELLENO DEL PORO	5-40	
ILLITA	IRREGULAR CON "ESPINAS" ALARGADAS	EN LAMINAS	FORRADO DEL PORO	01-10	FORMANDO "PUENTES" ENTRE LOS GRANOS DE ARENA
ESMECTITA	NO RECONOCIBLE (BAJO EL SEM)	LAMINAS O PANALES PLEGADOS	FORRADO DEL PORO	2-12	FORMANDO "PUENTES" ENTRE LOS GRANOS DE ARENA
CAPAS MIXTAS DE ESMECTITA / ILLITA	SUBEQUIDIMENSIONAL CON "ESPINAS" GRUESAS	LAMINAS IMBRICADAS O PANALES RAZGADOS	FORRADO DEL PORO	2-12	FORMANDO "PUENTES" ENTRE LOS GRANOS DE ARENA

* CARDHOUSE=placas parecidas a una "casa" hecha de naipes.

TABLA 3.3.- CARTA QUE MUESTRA LAS CARACTERISTICAS MAS IMPORTANTES DE LAS ARCILLAS AUTIGENICAS.⁽²⁰⁾

Fuertes cambios diagenéticos ejercidos sobre estas areniscas, las hacen inapropiadas como rocas almacenadoras. Galloway W.E.²⁸ realizó estudios muy importantes acerca de la diagénesis y petrografía de diversas cuencas en el norte del pacífico, tales como: La Cuenca del Golfo de Alaska, la Cuenca de Bristol y la Cuenca Queen Charlotte, algunas conclusiones a que llegó Galloway en sus estudios se ilustran en la Figura 3.15.

La diagénesis de estas arenas inmaduras mineralógicamente, produce una secuencia de cementos autógenos que incluye:

1. Relleno temprano de calcita en los poros
2. "Anillos" de arcilla alrededor de las arenas
3. Rellenos de laumontita o filosilicatos en los poros y
4. Relleno y reemplazamiento de calcita en los espacios porosos.

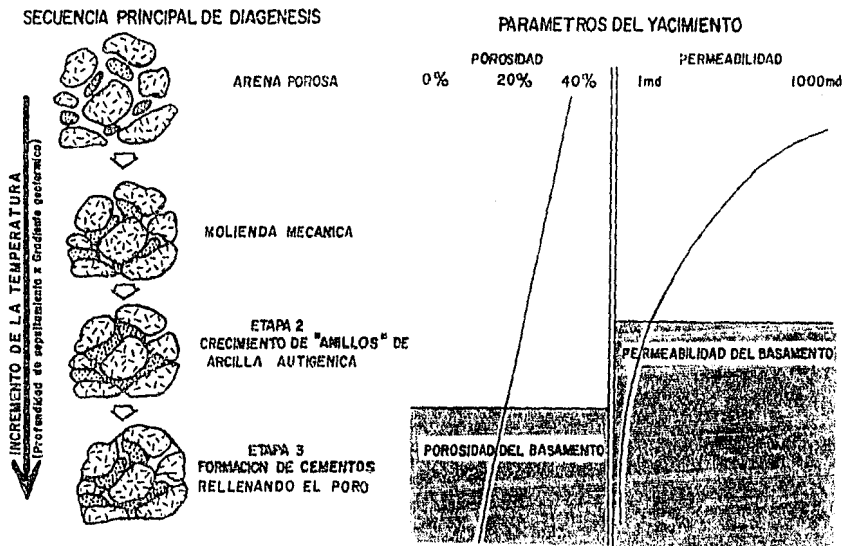
Arenas de grano fino que tienen bordes de arcilla bien desarrollados, reducen la permeabilidad máxima a pocas decenas de milidarcies; - muestras con zeolitas que se encuentran relleno de poros tienen menos de diez milidarcies.

Los cambios diagenéticos son controlados por la temperatura. Algunas propiedades de la roca almacenadora cambian cuando se incrementa la profundidad de sepultamiento.

3.2.1 Compactación

La porosidad en las rocas sedimentarias se caracteriza por ser principalmente una función directa de los grados de compactación. Del mismo modo las fuerzas de compactación son función de la profundidad máxima a la que se encuentra la roca.

La Figura 3.16 (Krumbein y Sloss², 1969), muestra el efecto de la profundidad o compactación actuando sobre la porosidad, los sedimentos sepultados a gran profundidad, así como los sedimentos localizados a profundidades menores, presentan bajas porosidades. Geertma² considera tres tipos de compresibilidad:



**FIG.3.15 -DIFERENTES ETAPAS DE DIAGENESIS EN ARENISCAS ARCODERIVADAS, (28)
ASI COMO POSICIONES RELATIVAS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DEL BASAMENTO.**

1. Compresibilidad de la Roca Matriz. Es decir, cambios en el volumen sólido en términos de cambios de presión.
2. Compresibilidad del Volumen Poroso. Cambios en el volumen poroso en términos de cambios de presión.
3. Compresibilidad del Volumen Total. Esto es, cambios en el volumen total en términos de cambios de presión.

En términos generales, la porosidad disminuye con la profundidad. Sin embargo, disoluciones de cemento a profundidad producen porosidad secundaria, invirtiéndola la tendencia de la porosidad a profundidad.

La destrucción de espacios vacíos a profundidad estará directamente relacionado con la composición de las areniscas.

Diversos investigadores han estudiado el fenómeno del sepultamiento y su relación con la disminución de porosidad conforme aumenta la profundidad, entre otros se pueden citar a Maxwell, 1964²²; Atwater y Miller, 1965¹⁷; Verrall y Blatt, 1979¹⁷. Schmidt y McDonald, 1979²³, dividen en cuatro etapas la diagénesis del sepultamiento en las areniscas (Figura - 3.17). Nótese el incremento de porosidad secundaria en la etapa madura.

Como se mencionó con anterioridad, la gran mayoría de los procesos diagenéticos se encuentran relacionados con la temperatura. El incremento de temperatura debido a la profundidad de sepultamiento, es consecuencia de la transferencia de energía térmica desde el interior hacia la superficie de la tierra, donde se disipa. El promedio mundial del gradiente geotérmico es de 25°C por kilómetro (Lee y Vyeda, 1965³³).

3.2.2. Cementación

Después del cuarzo, la calcita es el material cementante más común en las areniscas. Ladd y Dutton, 1978²⁶, en sus estudios realizados en las areniscas "grises" de la formación "strawn" en la parte norte-central de Texas hacen interesantes observaciones que a continuación se expresan.

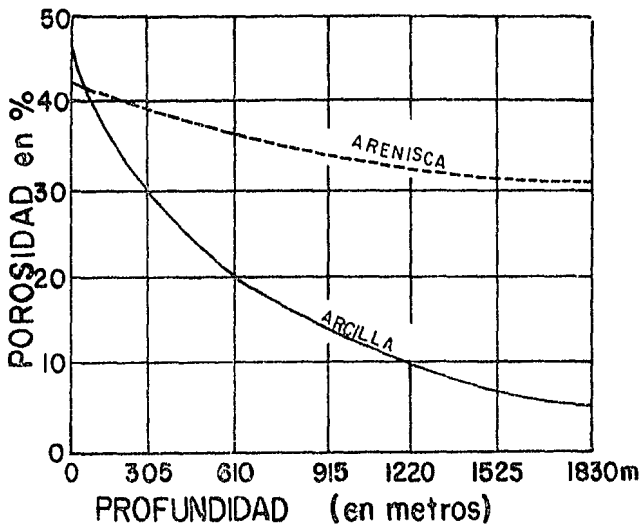


FIG.3.16.-EFECTOS DE LA COMPACTACION NATURAL SOBRE LA POROSIDAD.⁽²⁾

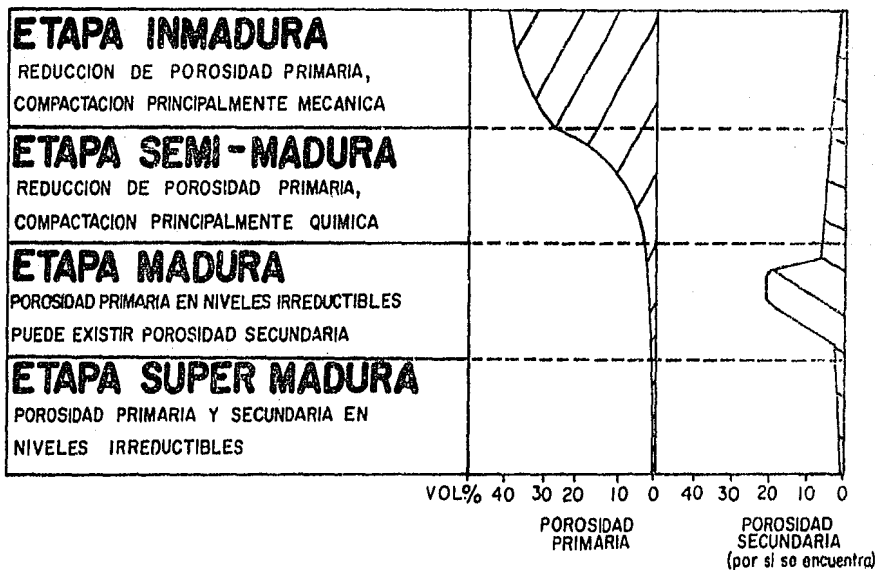


FIG.3.17.-ETAPAS TEXTUALES DE MESODIAGENESIS DE LA POROSIDAD EN ARENISCAS.⁽²³⁾

El cemento de calcita ocurre generalmente cuando las arenas estuvieron cerca de la superficie. La abundancia de estos cementos se debe a la sobresaturación de carbonato de calcio del agua de mar connata en los sedimentos marinos.

El calcio adicional y los iones de carbonato, resultan de disoluciones de fósiles o bien del fenómeno de presión-solución de unidades adyacentes de caliza durante los procesos diagenéticos.

En el transcurso del sepultamiento temprano, la clorita se forma como "anillos" alrededor de los granos. Al aumentar el sepultamiento se tienen temperaturas elevadas que conducen a la descomposición de feldespatos así como de Smectita, la compactación provoca movimientos de fluidos hacia arriba a través de los poros en las areniscas depositando sobrecrecimientos de cuarzo.

Al finalizar el sepultamiento y suspenderse la compactación, simultáneamente, se pone fin a la reacción en la liberación del sílice de arcillas inestables, provocando que la mayor parte de la migración de fluidos concluya.

Entonces, la cementación termina sobreviniendo precipitaciones de calcita. Se supone que el carbonato proviene de calizas poco profundas. Lo que ocurre posteriormente es un período de elevación con una extensa disolución tanto de calcita como de feldespatos (porosidad secundaria).

El modo fácil de precipitación del cemento de calcita en las areniscas, aumenta con la profundidad de sepultamiento debido al decremento de solubilidad de calcita y al aumento de temperatura por el escape de CO_2 .

Como contraste, la solubilidad que sufre el cuarzo, se incrementa con la profundidad de sepultamiento.

3.3 MIGRACION DE FLUIDOS

Debido a que los hidrocarburos son producidos típicamente durante

el episodio inicial de sepultamiento, la modificación en la porosidad será activa en tal caso, también.

Durante este primer episodio de sepultamiento del relleno de una cuenca, las arcillas con más del 80% de agua en los poros es expulsada por compactación hasta que la porosidad se encuentra cerca del 15% a profundidades de diversos cientos de metros (Burst, 1976¹⁸).

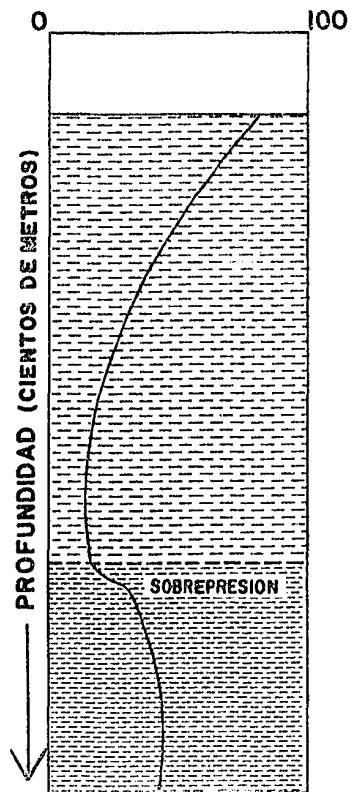
La Figura 3.18 muestra la disminución de porosidad en las lutitas con la profundidad, muestra también que aguas comprimidas en las arcillas penetran en arenas interestratificadas mucho más permeables, teniéndose también flujos laterales a través de las arenas rumbo hacia la superficie, Magara, 1976¹⁸.

El agua es el agente dinámico de redistribución de material mineral alrededor de la cuenca por disolución y precipitación.

Las propiedades del flujo fluido y las interacciones del fluido-roca en las areniscas están gobernadas principalmente por la geometría porosa y los minerales autigénicos en los poros.

La Figura 3.19 es un diagrama de flujo el cual se muestra, en una manera sintetizada, el ciclo diagenético de las areniscas.

CONTENIDO DE AGUA EN LAS LUTITAS
(PORCIENTO DE POROSIDAD)



DESHIDRATACION DE LUTITAS

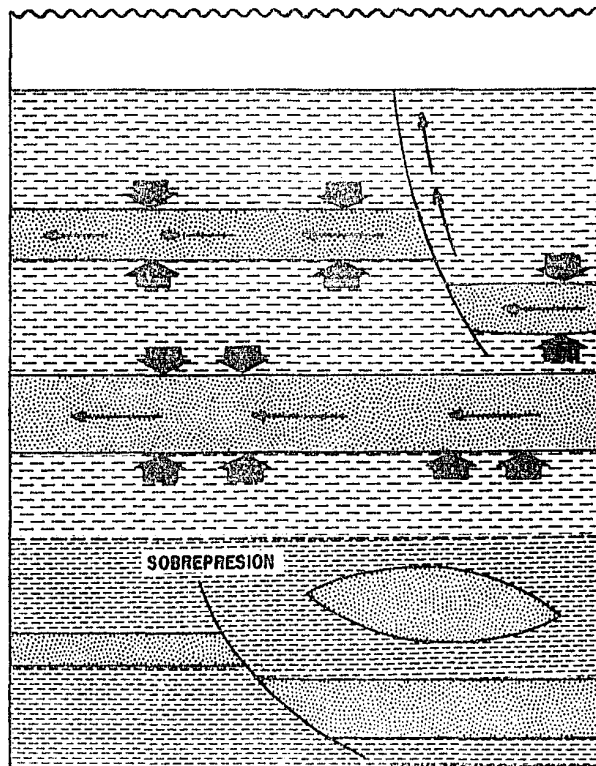


FIG. 3.10.-POROSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD EN LAS LUTITAS, Y DIRECCION DEL FLUJO DEL AGUA DE FORMACION DURANTE LA COMPACTACION Y DIAGENESIS. (16)

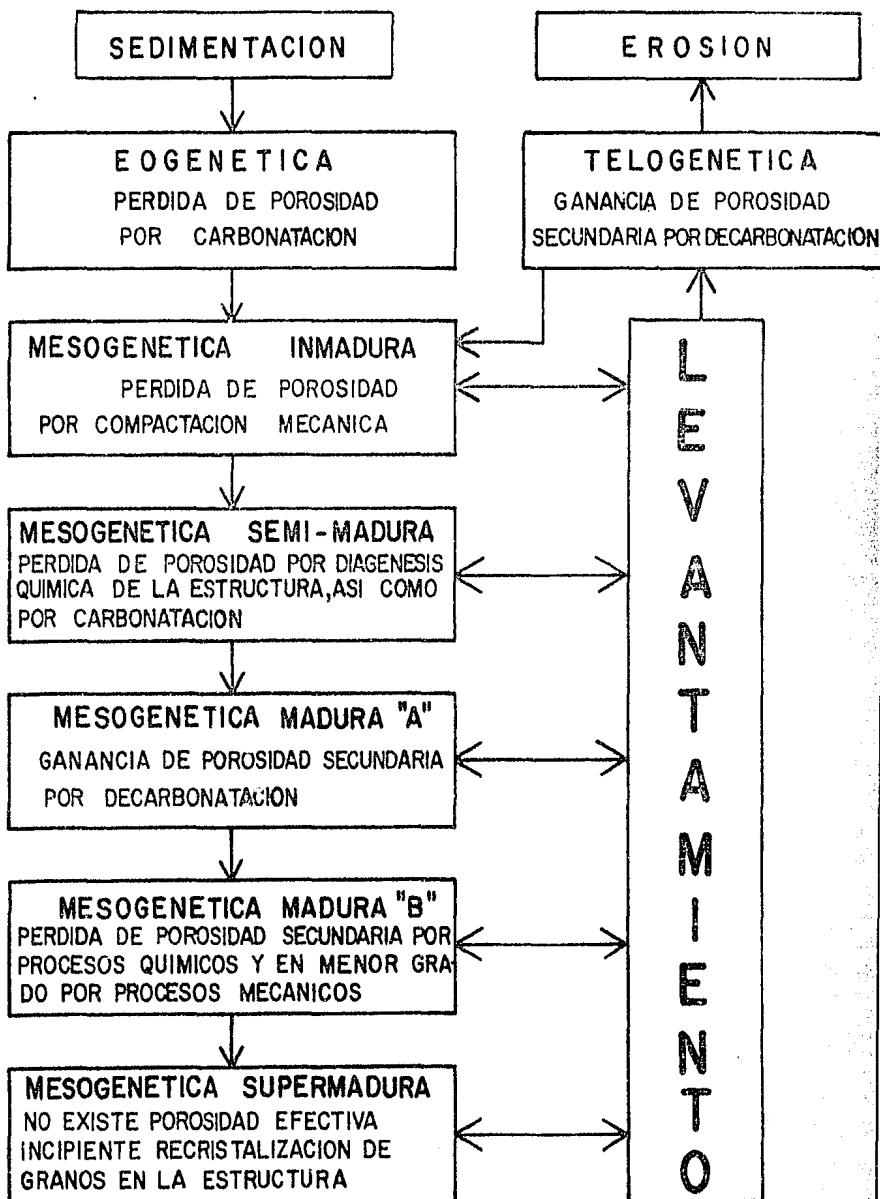


FIG. 3.19.-DIAGRAMA DE FLUJO REPRESENTANDO EL CICLO DIAGENETICO DE LAS ARENISCAS.⁽²³⁾

C A P I T U L O 4

COMPARACIONES FUNDAMENTALES REFERENTES
A LA POROSIDAD EN ROCAS

4. COMPARACIONES FUNDAMENTALES REFERENTES A LA POROSIDAD EN ROCAS

4.1 Comparación Entre Rocas Carbonatadas y Terrígenas

ASPECTO	ARENISCA	CARBONATO
Cantidad de Porosidad primaria	Comunmente de 25-40%	Comunmente de 40-70%
Cantidad de porosidad final en las rocas	Comunmente la mitad o más de porosidad inicial; 15-30 es común	Comunmente ninguna o solo una pequeña fracción de - porosidad inicial; 5-15% es comun en facies almace_nadoras
Tipo(s) de porosidad primaria	Casi exclusivamente interpartícula	Predomina la interpartícula pero otros tipos de porosidad también son importantes
Tipo(s) de porosidad final	Casi exclusivamente primaria interpartícula	Muy variada debido a modificaciones posdeposicionales
Tamaño de los poros	El diámetro y tamaño de las "gargantas" en los poros, están intimamente relacionados con el tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias	El diámetro y tamaño de las "gargantas" en los poros comunmente muestra poca relación con el tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias
Forma de los poros	Existe una fuerte dependencia en la forma de la partícula. Es un "negativo" de las partículas	Muy variada, varía desde fuertemente dependiente, es decir "positivo" o "negativo" de las partículas, hasta formas completamente independientes de las formas de los componentes diagenéticos o depositacionales
Uniformidad del tamaño, forma y distribución	Comunmente muy uniforme dentro de cuerpos homogéneos	Variable, variando de muy uniforme a extremadamente heterogéneo, aún dentro de un cuerpo hecho de un solo tipo de roca.

ASPECTO	ARENISCA	CARBONATO
Influencia de la diagénesis	Mínima; se tiene usualmente una reducción mínima de la porosidad primaria por compactación y cementación	Grande; puede crear, destruir o modificar completamente la porosidad; la cementación y disolución son importantes
Influencia del yacimiento	Generalmente no es de menor importancia en las propiedades almacenadoras	Es de gran importancia en las propiedades almacenadoras, si está presente
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad	Estimaciones visuales semicuantitativas comunmente fáciles o sencillas	Variable; las estimaciones visuales semicuantitativas varían desde fáciles a virtualmente imposibles; comunmente son necesarias las mediciones instrumentales de la porosidad, permeabilidad y presión capilar
Que tan adecuado resulta el análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento	Los tapones de núcleos de una pulgada de diámetro son comunmente adecuados para la porosidad de la matriz	Los tapones de núcleos comunmente son inadecuado; aún los núcleos completos (tres pulgadas de diámetro aproximadamente) pueden ser inadecuados para los poros grandes
Interrelación porosidad-permeabilidad	Relativamente dependiente del tamaño y clasificación de la partícula	Muy variada; comunmente independiente del tamaño y clasificación de las partículas

4.2 POROSIDAD EN ROCAS NO SEDIMENTARIAS

Piezas sólidas de rocas frescas igneas plutónicas y metamórficas tienen porosidades de menos del 3% y frecuentemente, menos del 1%.

Los pocos poros que se encuentran presentes son pequeños y generalmente no están interconectados. Como resultado, las permeabilidades son tan pequeñas que pueden considerarse cero en casi todos los problemas prácticos.

Porosidades y permeabilidades apreciables, sin embargo, son desarrolladas a través del fracturamiento e intemperismo de la roca.

Las fracturas que no se encuentran asociadas con fallas pronunciadas producen únicamente un pequeño incremento en la porosidad total de las rocas.

Observaciones de rocas expuestas en túneles y afloramientos en las carreteras indican que el volumen total de espacio abierto dentro de las fracturas es solo un pequeño porcentaje del volumen de la roca.

La permeabilidad puede variar desde cercanamente a cero en la roca sólida hasta diversos cientos de darcys a lo largo de zonas altamente fracturadas. Muchas rocas metamórficas y un pequeño número de rocas ígneas contienen minerales carbonatados los cuales están sujetos a una disolución relativamente rápida por circulación de agua subterránea. Igualmente, numerosas cavidades de disolución pueden formarse en rocas tales como el mármol donde la permeabilidad local puede ser muy grande, el espacio poroso de volúmenes grandes de roca es probablemente no mayor del 2 al 5 %.

Cierto o no, la disolución es un factor muy importante en el agrandamiento de fracturas estrechas a profundidad en las rocas no sedimentarias.

El promedio de permeabilidad en las rocas ígneas y metamórficas decrece rápidamente con la profundidad. Juntas, fallas y otras fracturas tenderán a cerrarse a profundidad debido al peso del material suprayacente.

La porosidad de roca volcánica no fracturada varía desde menos del 1% en basalto denso hasta más del 85% en la piedra pómez.

Típicamente, las rocas dentro de diques y sills (o láminas intrusivas) tendrán menos del 5% de porosidad, flujos de roca masiva densa tendrán desde 1 hasta 10% de porosidad, y la roca volcánica vesicular tendrá valores con rangos de 10 a 50%.

La porosidad puede incrementarse localmente en la roca por intemperismo. Tanto la porosidad como la permeabilidad de las rocas volcánicas tiende a decrecer lentamente con el tiempo geológico. Algo de este decrecimiento se debe a la compactación, pero el relleno de los poros con minerales secundarios es probablemente la causa más importante del decremento. Las rocas piroclásticas asociadas con flujos de lava son generalmente porosas pero no muy permeables.

A continuación son presentados tres criterios de diferentes autores que muestran rangos de porosidad para diferentes materiales. Se observa que los valores varían, igualmente para tipos similares de rocas.

POROSIDADES TIPICAS DE ALGUNAS ROCAS

Según Leggett, 1962 ⁴⁴		Según F.G.H. Blyth, 1960 ⁴⁵		Según J.M. Trefethen, 1962 ⁴⁶	
TIPO	Ø(%)	SUELOS	Ø (%)	MATERIAL	Ø(%)
Suelo y margatiza	60 50	Suelos	más de 50	Granito	0.4 - 3.84
Arena y grava	25-35	Arcillas	45 ó más	Mármol	0.4 - 2.1
Arenisca	10-15	Arena y grava	20 - 47	Pizarra	0.1 - 1.7
Caliza oólitica	10	Arenisca	5 - 25	Cuarcita	1.5 - 2.9
Caliza y mármol	5	Calizas	5 - 25	Arenisca	1.9 - 27.3
Pizarra y lutita	4	Creta	cerca de 50	Caliza	1.1 - 31.0
Granito	1.5	Calizas dolomíticas	abajo de 5		
Rocas cristalinas		Granitos (y otras rocas ígneas)	menos de 1		
en General	0.5	Cuarcitas	cerca de 0.5		

C A P I T U L O 5

POROSIDAD EN LA MIGRACION Y ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS

5.1 CONCEPTOS GENERALES

Por regla general, los hidrocarburos se encuentran en rocas porosas y permeables, de grano relativamente grueso, con poca o nada de materia orgánica.

El lugar original de los hidrocarburos es diferente del sitio actual en que se localizan, debido a que han emigrado desde su lugar de origen hasta sus trampas almacenadoras presentes.

Los compuestos de petróleo emigran a través de uno o más lechos portadores con porosidades y permeabilidades similares a las rocas generadoras, hasta que quedan atrapados por una barrera impermeable o de permeabilidad muy baja, formándose finalmente las acumulaciones de aceite y gas.

Los compuestos de petróleo se mueven dentro de redes de capilares y poros en presencia del fluido acuoso en estos poros.

La diferencia básica entre migración primaria y secundaria se debe, entre otros aspectos, a su localización con poros de diferentes tamaños.

Cuando una trampa pierde hidrocarburos se le denomina dismigración. Por ser las gravedades específicas del aceite y gas ($0.7 - 1.2 \text{ g/cm}^3$) y (0.01 g/cm^3) menores que las de las aguas salinas ($1.0 - 1.2 \text{ g/cm}^3$), a esto se debe que el aceite y gas se encuentren en los altos estructurales donde rocas de yacimiento con porosidad y permeabilidad adecuadas se encuentran cubiertas por rocas sello densas y relativamente permeables. Ver Figura 5.1

5.2 MIGRACION PRIMARIA

Al compactarse los sedimentos, disminuyen su porosidad y se incrementa la densidad aparente debido al aumento de la "presión efectiva", de la temperatura, y del tiempo.

La compactación es un factor muy importante en la migración pri-

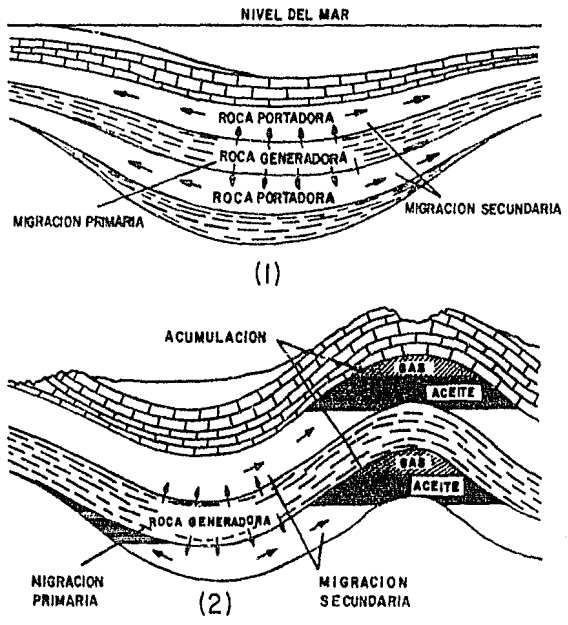


FIG.5.1.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA.
 LA FASE (1) REPRESENTA EL INICIO DE LA MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA. LA FASE (2) LA ETAPA AVANZADA DE MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA, ASI COMO LA FORMACION DE LA ACUMULACION.⁽³³⁾

maria ya que origina el flujo del fluido. La dinámica del flujo fluido se define por lo general en base a la Ley de Darcy.

Hubbert, 1940,³³ presentó una expresión matemática correcta de la Ley de Darcy:

$$Q = - \frac{K}{\mu} \rho A \frac{\delta\phi}{\delta\lambda}$$

Donde:

A = Área de la sección transversal de la roca a través de la cual se mide el flujo (cm²)

K = Permeabilidad intrínseca (Darcy)

Q = Flujo volumétrico por unidad de tiempo (cm³/seg)

μ = Viscosidad dinámica del fluido (centipoise)

ρ = Densidad del fluido (g/cm³)

$\frac{\delta\phi}{\delta\lambda}$ = Gradiente hidrodinámico a lo largo de la trayectoria de flujo.

La recristalización de rocas generadoras carbonatadas es un proceso importante en la generación y migración del petróleo.

Al incrementarse el sepultamiento, la recristalización transforma los sedimentos de grano fino en rocas de grano grueso.

Al compactarse los sedimentos y reducirse la porosidad, se presenta una disminución en los diámetros porosos, especialmente en sedimentos clásticos de grano fino.

El sistema poroso sedimentario a escala microscópica es una combinación heterogénea de espacios con geometría irregular, parcialmente interconectados y de estrechas gargantas en los poros.

El transporte de los constituyentes del petróleo a través del

sistema poroso, puede ocurrir de diversas formas dependiendo del estado de distribución en el medio del lecho generador.

5.3 MIGRACION SECUNDARIA

Los hidrocarburos se presentan en el subsuelo dentro de la roca almacenadora en tres formas:

1. Fase continua de aceite o gas en rocas porosas saturadas de agua.
2. Gotas aisladas de aceite o gas
3. Hidrocarburos disueltos

Para los fines de este trabajo se analizó exclusivamente la fase continua, por ser el tema de interés.

FASE CONTINUA

Una ocurrencia de hidrocarburos en fase continua es un filamento de aceite o gas con conexiones continuas a través de redes porosas en una roca saturada de agua.

La saturación mínima de aceite o gas del volumen poroso, necesaria para establecer una fase continua de hidrocarburos a través de la red de poros en una roca saturada de agua es de casi 10% (Schowalter, 1979³⁵). Por consiguiente, el porcentaje de volumen poroso saturado por hidrocarburos en fase continua es tan baja como un 10% y las saturaciones máximas tan altas como un 90%.

La habilidad del aceite o gas para fluir como fase continua dependerá del porcentaje de espacio poroso saturado de aceite vs. agua - - - (Arps, 1964³⁵). Esta relación es denominada permeabilidad relativa. En rocas con capacidad almacenadora, se piensa que las manifestaciones de fase continua representan acumulaciones atrapadas de hidrocarburos; estas pueden o no ser productivas comercialmente.

La productividad dependerá económicamente de las cualidades al

macenadoras de la roca, de la profundidad, la saturación de aceite y de la permeabilidad relativa correspondiente.

Tres parámetros básicos (mencionados únicamente) controlan la migración secundaria y la formación subsecuente de depósitos de hidrocarburos.

1. Ascenso flotante del petróleo y gas en rocas porosas saturadas con agua.
2. Presiones que determinan el flujo multifásico y
3. El flujo del fluido hidrodinámico

Del fenómeno de la migración secundaria resulta la formación de los depósitos de hidrocarburos, originando que llegen a aflorar en la superficie.

Conforme los hidrocarburos abandonan los lechos generadores densos de grano fino y baja porosidad, y entran en poros más grandes del lecho almacenador o roca del yacimiento, glóbulos más grandes de aceite o gas se forman de inmediato, dependiendo de su estado de dispersión.

Los cuerpos más grandes de aceite se mueven hacia arriba por flotación, pero las gotitas no lo pueden hacer debido a que existe más resistencia para el flujo a causa de mayores energías en la superficie por volumen unitario en los cuerpos más pequeños de aceite.

La tensión interfacial entre dos fases inmiscibles (líquido-líquido o gas-líquido) se considera como una fuerza que actúa en la interfase para producir una diferencia de presión a través de la misma.

La diferencia de presión a través de la interfase es otra forma del término capilar. La tensión interfacial entre el aceite y gas resiste la distorsión de la gotita esférica formada y retarda su paso a través de la garganta del poro, la cual contiene un diámetro menor que el del tamaño de la gotita.

La fuerza para forzar la gotita a través del poro se denomina

presión capilar y más correctamente, presión de inyección.

Las presiones capilares en los poros de la roca son la causa básica de la retención de hidrocarburos. Las presiones capilares son mayores para diámetros de poros menores.

En condiciones hidrostáticas, las fuerzas de flotación pueden ser lo suficientemente altas, para sobrepasar la presión capilar que se resiste a la migración secundaria.

Las fuerzas de flotación aumentan con la diferencia de densidad entre el agua del poro y el aceite ($\rho_w - \rho_o$) y con la altura creciente de la columna de aceite.

Los hidrocarburos gaseosos se comportan análogamente, pero, debido a sus densidades menores, desarrollan fuerzas de flotación más intensas.

El aceite atrapado en un yacimiento, bajo las condiciones hidrostáticas, representa un estado de equilibrio entre las fuerzas de flotación que tratan de mover el aceite y las presiones capilares en la roca sellante, que se resisten al movimiento.

La ecuación para la situación de equilibrio es:

$$2r \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) = Z_o \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_o) \quad (5.1)$$

En donde:

γ = Tensión interfacial entre el aceite y el agua (dinas/cm²)

$\left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right)$ = Comparación entre el radio de las gargantas del poro en la roca de barrena sellante (r_t) y el radio del poro de la roca del yacimiento (r_p) (centímetros)

Z_o = Altura de la columna de aceite (cm)

- g = aceleración de la gravedad (cm/seg²)
 ρ_w = Densidad del agua (g/cm³)
 ρ_o = Densidad del aceite (g/cm³)

La presión capilar se determina por : $2\gamma\left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}\right)$; de este modo se tiene que la máxima altura de una columna de aceite que puede mantenerse en un lugar (Hobson, 1954³⁴ ; Berg, 1975³⁴), y que también se denomina altura crítica (Z_c) está definida como sigue:

$$Z_c = 2\gamma\left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}\right) / [g \cdot (\rho_w - \rho_o)] \quad (5.2)$$

La presión (p) (dinas/cm²) dentro del glóbulo equivalente al doble de la tensión interfacial dividida entre el radio del glóbulo (r); de este modo se tiene según Berg 1975 que; $P = 2\gamma$. Si es muy grande la fuerza de flotación para forzar el glóbulo hacia arriba a través de la garganta del poro, el glóbulo debe distorsionarse.

La ecuación anterior ($P = 2\gamma$), indica que el exceso de presión dentro del glóbulo aumenta conforme el radio de curvatura disminuye.

La presión en el extremo superior de un glóbulo distorsionado en la garganta de un poro, es mayor que en el poro (Figura 5.2).

La presión capilar se opone a la fuerza de flotación hasta que el radio de curvatura dentro del glóbulo de aceite distorsionado es igual en el extremo inferior y superior. Cuando la fuerza de flotación es superior a la presión capilar, la gotita de aceite se moverá a través de la garganta del poro; arreglando la ecuación (5.1) se tendría:

$$Z_o \cdot g (\rho_w - \rho_o) > 2\gamma\left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}\right) \quad (5.3)$$

El flujo de agua está relacionado con los gradientes hidrodinámicos. Cuando el gradiente está en dirección ascendente, facilita las fuerzas de flotación en cuanto al movimiento del petróleo. Cuando el gradiente hi-

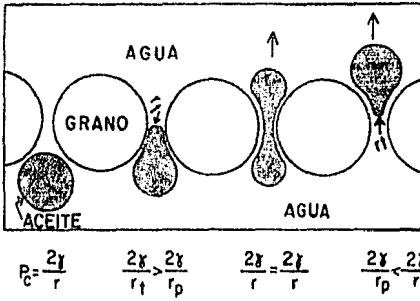


FIG.5.2.-TRANSPORTE DE UN GLOBULO DE ACEITE A TRAVES DE GARGANTAS DE POROS EN UN MEDIO SUBSUPERFICIAL HUMEDECIDO CON AGUA.⁽³³⁾

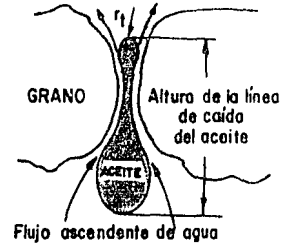


FIG.5.3.-TRANSPORTE DE UN GLOBULO DE ACEITE VERTICALMENTE, A TRAVES DE LA GARGANTA DEL PORO EN UN MEDIO MOJADO POR AGUA EN CONDICIONES HIDRODINAMICAS.⁽³³⁾

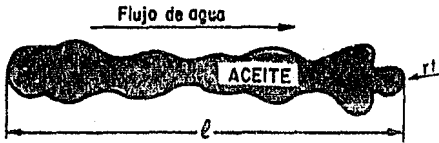


FIG.5.4.-TRANSPORTE HORIZONTAL DE UNA LINEA DE CAIDA DE ACEITE EN CONDICIONES HIDRODINAMICAS.⁽³³⁾

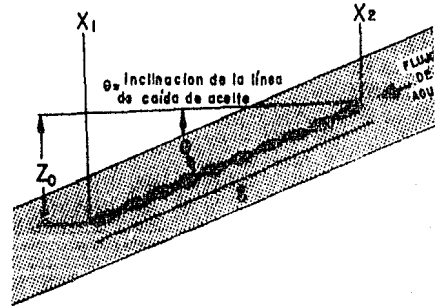


FIG.5.5.-TRANSPORTE DE UNA LINEA DE CAIDA DE ACEITE INCLINADA EN CONDICIONES HIDRODINAMICAS.⁽³³⁾

drodinámico es descendente, las fuerzas de flotación tienen que ser mayores de lo requerido en condiciones hidrostáticas, con objeto de balancear o sobrepasar las presiones de flujo opuestas.

Consideraremos primero teóricamente una línea de caída de aceite vertical, una horizontal, y posteriormente la situación más posible de una línea de caída inclinada.

El primer caso se refiere a una línea de caída de aceite con altura Z_0 , con un gradiente hidrodinámico positivo vertical, "m" en el agua, lo cual resulta en un flujo ascendente que ayuda a la fuerza de flotación. Figura 5.3.

Si esta línea de caída de aceite se mantiene en su lugar, ahora, mediante la presión capilar, la ecuación (5.3) se escribe como sigue:

$$2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) = Z_0 \cdot g (\rho_w - \rho_o) + Z_0 \cdot m \quad (5.4)$$

Esta ecuación significa que la presión capilar resultante del menor r_t en la garganta del poro, en el extremo superior de la línea de caída del aceite, balancea tanto a la fuerza de flotación como a la fuerza resultante del flujo ascendente del agua.

Considerando ahora una línea de caída horizontal a lo largo de la parte superior de un lecho portador horizontal. En este caso la fuerza de flotación es despreciable, y el mecanismo impulsor sólo se deriva del flujo de agua horizontal (Figura 5.4) El gradiente hidrodinámico "m" a lo largo de la longitud "L" de la línea de caída tirante de aceite determina su movimiento en las condiciones del lecho portador, Hobson y Tiratsvo, 1975³³.

Ya que ahora puede despreciarse la flotación, la ecuación puede indicarse como sigue.

$$L \cdot m = 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (5.5)$$

El radio r_t en la garganta del poro se encuentra ahora en el extremo delantero del tirante y apunta en la misma dirección que el flujo de agua.

Finalmente considérese una línea de caída de aceite con un ángulo θ .

El flujo de agua se presenta a lo largo de la línea de caída y la diferencia entre las cargas hidrostáticas en los extremos inferior y superior (Figura 5.5) debe calcularse, además de la altura de la columna de aceite mantenida en su sitio por presiones capilares (Berg, 1975³⁴).

El cambio en la altura de la columna atrapada es proporcional al gradiente hidrodinámico. Si el flujo de agua se da en una dirección, echado arriba, la columna de agua será menor.

Si es en la dirección contraria, la columna será mayor. La ecuación básica (5.1) se puede modificar como sigue:

$$L \cdot [g \cdot (\rho_w - \rho_o) \cdot \text{Sen } \theta \pm m] = 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right)$$

C A P I T U L O 6

EVALUACION CUANTITATIVA DE LA POROSIDAD

6.1 METODOS INDIRECTOS

6.1.1 Registro Sónico de Porosidad (BHC).

Este registro obtiene de manera directa valores de porosidad, ya que las propiedades acústicas de la roca están íntimamente ligadas con su porosidad.

Los registros de este tipo se toman en agujero abierto y consisten en enviar un tren de ondas acústicas que viajan penetrando la formación; los tiempos de tránsito registrados de estas ondas son proporcionales a la porosidad de la formación.

Presentación del Perfil. La Figura 6.1 muestra una forma típica del registro de velocidades acústicas de porosidad.

La pista 1 puede registrar una curva de calibración de diámetro de agujero, de rayos gamma, o una de potencial natural (no muy confiable cuantitativamente). En las pistas 2 y 3 se registra el tiempo de recorrido de las ondas acústicas, denominado t_t , en microsegundos por pie (μ seg/pie), en escala rectilínea.

En el margen izquierdo de la pista 2 se registra una curva nombrada de tiempo total o integrado; se caracteriza por una serie de marcas o picos; los picos pequeños corresponden a intervalos de tiempo en un milisegundo; para dos picos grandes, el intervalo de tiempo es de diez milisegundos; esta curva permite determinar el tiempo de tránsito total entre dos intervalos cualesquiera de profundidad. Se puede obtener además, de manera simultánea una curva de porosidad computada a partir de los mismos datos de tiempo de tránsito.

Velocidades. Las velocidades de los materiales sólidos no porosos, dependen de su composición química o mineralógica; la presión y la temperatura casi no las alteran. Cuando estos materiales son porosos, su velocidad depende además de la porosidad, de la naturaleza de los fluidos que contienen.

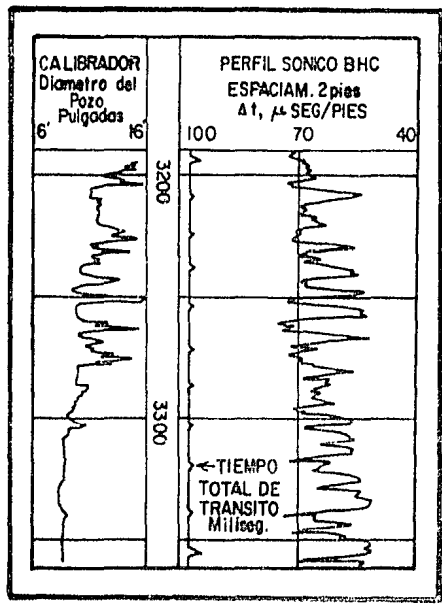


FIG.6.1.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD. ⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾

TABLA 6.1.-VELOCIDADES DE COMPRESION DE MATERIALES NO POROSOS ⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾

Material	v_{ma} (pies/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)	Δt_{ma} (μ seg/pie) (usado comúnmente)
Areniscas	18 000 - 21 000	55.6-47.6	55.5 ó 51.0
Calizas	21 000 - 23 000	47.6-43.5	47.5
Dolomias	23 000	43.5	43.5
Anhidrita	20 000	50.0	50.0
Sal	15 000	67.0	67.0
Tubería (hierro)	17 500	57.0	57.0

La Tabla 6.1 indica los rangos de velocidades de compresión medios de los materiales que generalmente constituyen la matriz de las rocas y de la tubería de ademe; aparecen también los tiempos de tránsito, y de éstos los más comunmente usados.

La velocidad de ondas de compresión en los líquidos es menor que en los sólidos y depende del tipo de líquido. La temperatura, presión y salinidad la modifican un poco; un aumento en su valor produce un aumento en la velocidad, Tabla 6.2.

Las velocidades de compresión en los gases son todavía menores que en los líquidos. Dependen principalmente del tipo de gas. La presión influye poco, Tabla 6.2.

En la Figura 6.2, se muestra un ejemplo real del tipo de registro sónico compensado (BHC).

Factores que Afectan la Respuesta del Registro Sónico.

Se resumen en tres grupos:

1. Condiciones de agujero. Si el diámetro del agujero es constante y no muy grande, se tiene una atenuación normal de la onda elástica. Donde el agujero es grande, pueden ocurrir saltos de ciclo.
2. Características de las formaciones y fluidos. El valor de Δt del intervalo registrado, depende en su mayoría de la composición mineral de la roca. En una roca compactada se tiene un mejor acoplamiento acústico entre los elementos que forman su matriz. En general, la velocidad del sonido en una formación porosa se incrementa al aumentar la diferencia de presión entre presiones ejercidas por la carga de sedimentos y las presiones de fluidos confinados en el espacio poroso.

A mayor porosidad de la roca, mayor el tiempo de tránsito del intervalo. La respuesta del registro sónico es diferente según el tipo de porosidad.

3. Características de la sonda. La distancia entre cada par de receptores llega a ser de 60 cms. La profundidad de investigación de la sonda puede ser de 30 cm. La distancia entre el transmisor y el primer receptor

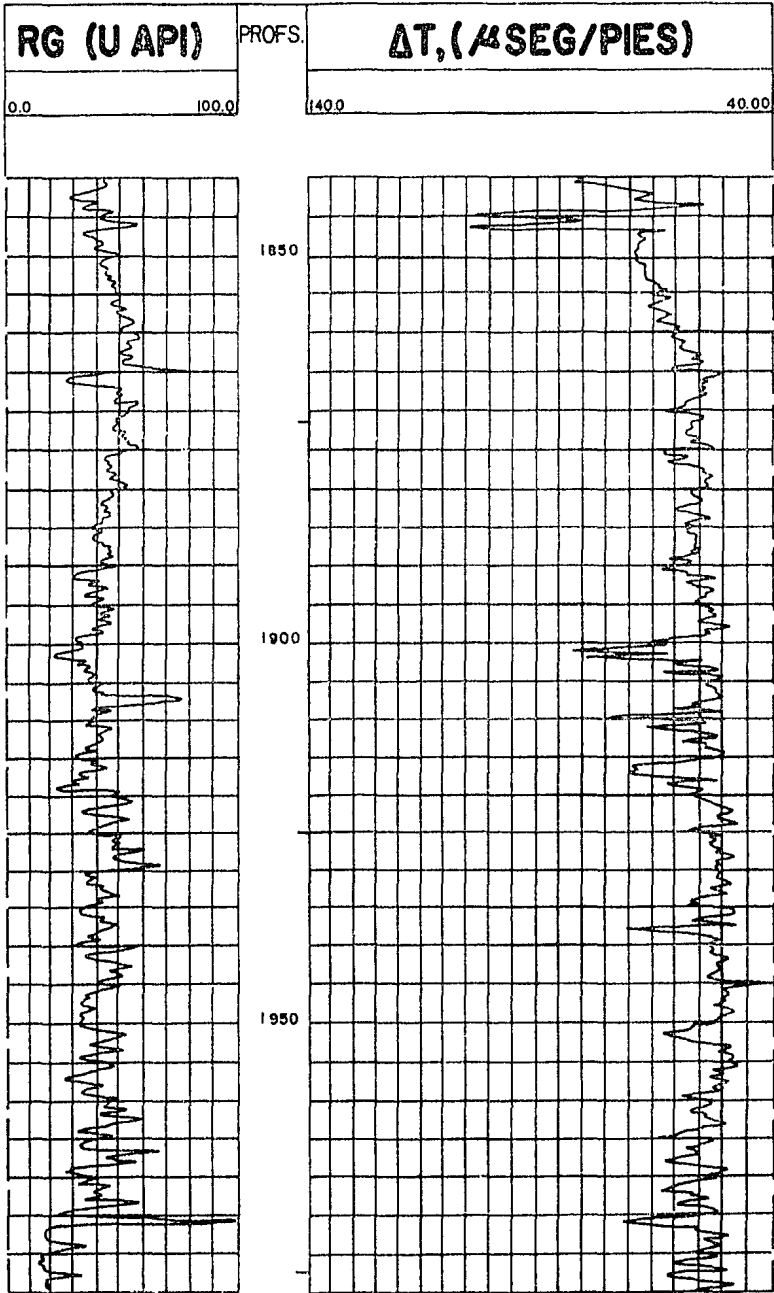


FIG.6.2.-EJEMPLO REAL DE UN REGISTRO SONICO COMPENSADO (BHC).

TABLA 6.2.-VELOCIDADES DE ALGUNOS FLUIDOS.⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾

Fluido	Velocidad (pies / seg)	Δt (μ seg / pie)
Agua (lodo)	5000-5300	190-200
Aceite	4300	232
Metano (a temperatura y presión)	1417	706

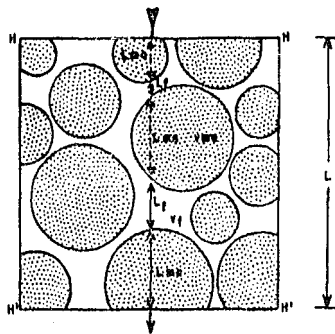


FIG. 6.3.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA ROCA SATURADA CON AGUA, DE GRANOS REDONDOS Y ATRAVESADA VERTICALMENTE POR UNA ONDA DE COMPRESION.⁽³⁷⁾

es de 90 cm aproximadamente; este es el espaciamento de la sonda. Son distancias constantes en un mismo registro. El espesor de las capas se considera de 30 cm. Los valores más confiables son los registrados con la sonda de menor espaciamento entre receptores.

Relación Porosidad-Tiempo de Tránsito. Wyllie, Gregory y Gardner³⁷, encontraron en base a estudios experimentales, que en formaciones limpias y consolidadas con una distribución uniforme de espacios porosos, existe una relación lineal entre porosidad y tiempo de tránsito de las ondas de compresión. A continuación se deduce la fórmula que expresa esta relación:

Suponiendo que se tiene un tramo de roca porosa, compuesta de granos redondos, saturada por completo de agua, como se muestra en la Figura 6.3. Suponiendo nuevamente que una onda acústica plana de compresión la atraviesa verticalmente entre los planos horizontales H-H y H'-H'.

La flecha representa uno de los rayos acústicos. L_f y L_{ma} son, respectivamente, las longitudes de tramos de espacio poroso ocupado por agua, y las longitudes de tramos de granos a través de los cuales viaja el rayo acústico.

Sean $\Sigma(L_f)$ la suma de longitudes de tramos parciales recorridos por el rayo en el agua; y $\Sigma(L_{ma})$ la suma de las longitudes recorridas a través de los granos, entonces: $\Sigma(L_f) + \Sigma(L_{ma}) = L$.

Si se designan por V_f y V_{ma} las velocidades de compresión en el agua y en los granos, el tiempo de tránsito, T , en la distancia L , será:

$$T = \frac{\Sigma(L_f)}{V_f} + \frac{\Sigma(L_{ma})}{V_{ma}} \quad (6.1)$$

Posteriormente, el tiempo de tránsito promedio, Δt , por distancia, resulta:

$$\Delta t = \frac{T}{L} = \frac{\Sigma(L_f)/L}{V_f} + \frac{\Sigma(L_{ma})/L}{V_{ma}} \quad (6.2)$$

Si "L" es muy grande en comparación con el tamaño de los granos, $\Sigma(L_f)/L$ será una medida de la fracción del volumen total ocupado por el fluido, es decir la porosidad \emptyset .

Del mismo modo, $\Sigma(L_{ma})/L$ es una medida de la fracción del volumen total ocupado por los granos, o sea $(1 - \emptyset)$.

De acuerdo con esto, la fórmula (6.2) puede expresarse en función de la porosidad:

$$\Delta t = \frac{1}{V_p} = \frac{\emptyset}{V_f} + \frac{1 - \emptyset}{V_{ma}} \quad (6.3)$$

Sean Δt_f y Δt_{ma} , el tiempo de tránsito tanto en el agua como en los granos, tales tiempos son iguales a los recíprocos de sus respectivas velocidades. Entonces la ecuación (6.3) se puede escribir:

$$\Delta t = \emptyset \Delta t_f + (1 - \emptyset) \Delta t_{ma} \quad (6.4)$$

Esta ecuación se denomina como fórmula del tiempo promedio, de ella se obtiene:

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (6.5)$$

que es la fórmula general usada para calcular la porosidad por medio del registro sónico, en formaciones limpias invadidas por agua.

En la práctica, el tiempo de tránsito Δt de la ecuación (6.5) es leído del registro en "seg/pie". Δt_{ma} es el tiempo de tránsito en la matriz de la roca (ver Tabla 6.1); t_f , el tiempo de tránsito del fluido que contiene la roca, para éste se utiliza un valor alrededor de 190 "seg/pie"; es decir, 5,300 pies/seg (Ver. Tabla 6.2). La Figura 6.4 es una solución gráfica de la ecuación (6.5) para diferentes velocidades en la matriz de la roca.

Ya sea con la figura o con la fórmula, se determina la porosi

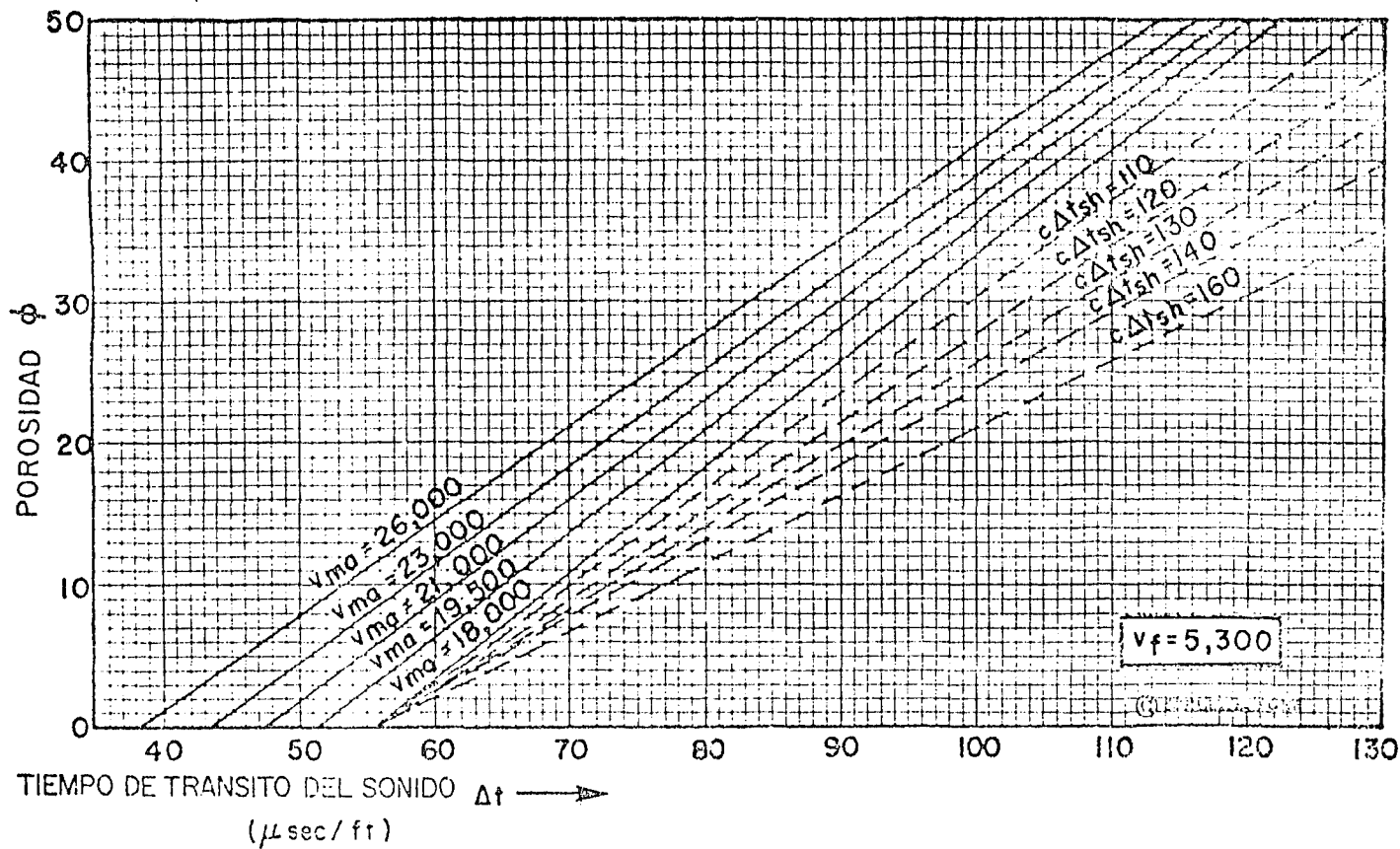


FIG.6.4.-SOLUCION GRAFICA DE LA ECUACION (6.5) PARA DIFERENTES VALORES DE VELOCIDAD DE LA MATRIZ DE LA ROCA. ⁽³⁷⁾

dad en el intervalo de interés.

Las líneas de trazo continuo se utilizan para formaciones limpias, no arcillosas. Las rectas de trazo interrumpido se usan cuando la formación es arcillosa, según el valor de Δt_{sh} considerado.

6.1.2 Registro de Densidad de la Formación (FDC)

Es básicamente un registro radioactivo. Nombrado también Gamma-Gamma, por el principio bajo el cual funciona.

De este tipo de registros se obtiene la densidad total de la formación (ρ_b). Se pueden obtener valores de porosidad en función de la densidad. En combinación con otros registros, determina zonas productoras de gas, interpretación cuantitativa en arenas, arcillas, en litologías complejas, y en la evaluación de lutitas bituminosas. Se utiliza principalmente como perfil de porosidad.

La Figura 6.5, ilustra la presentación del registro de densidad compensado, obtenido con una sonda de dos detectores. En la parte derecha (pistas 2 y 3) se registran la curva de densidad total de la formación ρ_b (con línea llena) y la curva de compensación, es decir, la corrección aplicada para obtener ρ_b (con línea interrumpida); las escalas son lineales, en gr/cm^3 . Simultáneamente con estas dos curvas, se pueden obtener una curva de rayos gamma y un registro de calibración de agujero en la pista 1 a la izquierda.

Principio. Los rayos gamma se caracterizan por viajar en línea recta, antes de ser desviados, moderados o absorbidos por la formación. El material de la roca de la formación tiene una cierta densidad electrónica, es decir un cierto número de electrones por unidad de volumen.

Factores que Afectan al Registro de Densidad Compensado. El valor de la densidad total ρ_b que se obtiene en el registro, es función principalmente de las densidades de la roca, así como de los fluidos contenidos. Se ve

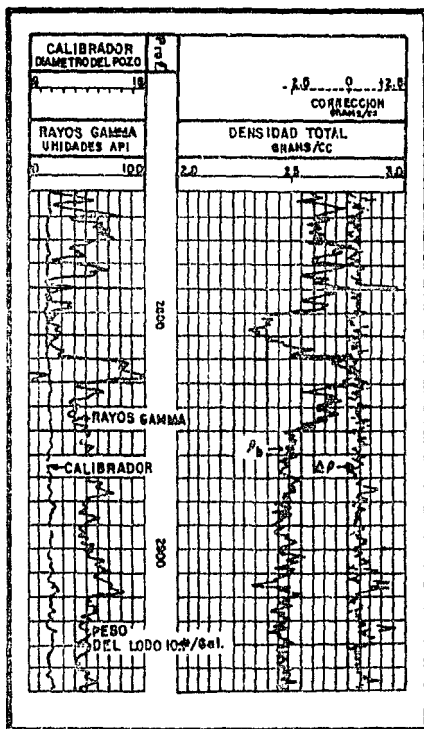


FIG.6.5.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PERFIL FDC⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾

afectada principalmente por el enjarre del todo y el diámetro del agujero.

Interpretación. Básicamente, el uso principal de este registro en pozos petroleros es en la determinación de porosidad en la formación. En combinación con otros registros, se utiliza en la detección de zonas productoras de gas.

Forma de Obtención de la Densidad de la Formación. La densidad de un material se define como el peso de un volumen unitario de ese material. En el caso de una roca porosa, la densidad total (ρ_b) será función básicamente de la densidad de la matriz (ρ_{ma}) granos de la roca y de la densidad de los fluidos (ρ_f) contenidos en ella.

La matriz de la roca dependerá de su composición mineralógica.

La Tabla 6.3 muestra datos de densidad de algunos minerales, incluyendo algunos de los que más comunmente constituyen las rocas asociadas con los yacimientos petroleros.

La densidad de los fluidos dependerá de su composición química, estado físico, temperatura y presión.

La Tabla 6.4 muestra algunos datos de densidades de fluidos que normalmente contienen los yacimientos. Salvo las pequeñas correcciones ocasionales indicadas anteriormente, el registro dará un valor directo de la densidad total de la formación.

Obtención de la Porosidad en Rocas Saturadas con Agua

Suponiendo un cubo de roca de dimensiones unitarias, de porosidad \emptyset , y saturado con un solo fluido, por ejemplo con agua, tal como está indicado en la Figura 6.6a. Este cubo de roca, se puede sustituir por un modelo equivalente en la Figura 6.6b, en el cual la parte inferior representa el total del volumen unitario ocupado por los granos o matriz de la roca y la parte superior el volumen ocupado por el fluido que

**TABLA 6.3.-DENSIDADES DE LOS MINERALES
MAS COMUNES⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾ (gr/cm³)**

Anhidrita	2.95	Magnesita	3.0-3.12
Dolomita	2.87	Caolinita	2.63
Calcita	2.71	Illita	2.76
Feldespato	2.55-2.80	Montmorillonita	2.0
Yeso	2.32	Halita	2.17
Cuarzo	2.65	Azufre	2.05
Antracita	1.30-1.70	Silvita	1.85
Carbón bituminoso	1.14-1.40	Carnalita	1.56
Lignita	1.15-1.30		

**TABLA 6.4.-DENSIDADES DE LOS FLUIDOS MAS
COMUNES⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾ (gr/cm³)**

Aire	0.00129	Aceite (30° API)	0.876
Gas Natural	0.00078	Agua Dulce	1.000
Gas Natural a 210 Kg/cm ² y 12° C	0.146	Agua de Mar	1.026
Aceite (50° API)	0.780	Agua Salada (200,000 ppm)	1.15

Volumen Total = 1

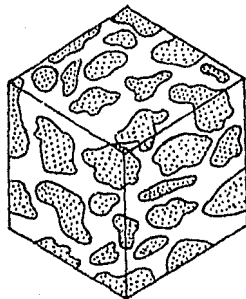


FIG.6.6.-a

Volumen Total = 1

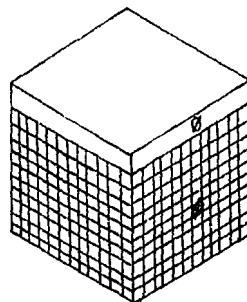


FIG.6.6.-b

satura los poros de la roca.

Por definición, la densidad total del sistema roca-fluido será:

$$\rho_b = \frac{\text{PESO TOTAL DEL SISTEMA ROCA FLUIDO}}{\text{VOLUMEN TOTAL DEL SISTEMA ROCA FLUIDO}}$$

o sea:

$$\rho_b = \frac{\left(\text{VOLUMEN TOTAL DE LA MATRIZ} \right) \times \left(\text{DENSIDAD DE LA MATRIZ} \right) + \left(\text{VOLUMEN TOTAL DEL FLUIDO} \right) \times \left(\text{DENSIDAD DEL FLUIDO} \right)}{1} \quad (6.6)$$

Si se designa por ρ_{ma} a la densidad de la matriz y por ρ_f a la densidad del fluido, se tendrá sustituyendo en (6.6):

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \rho_{ma} + \emptyset \rho_f \quad (6.7)$$

De donde, despejando \emptyset se tiene:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (6.8)$$

La expresión (6.8) es la fórmula general para determinar la porosidad efectiva por medio del registro de densidad en una roca no arcillosa. En esta ecuación:

- ρ_b = densidad total, obtenida del registro
- ρ_{ma} = densidad de los granos o matriz
- ρ_f = densidad del fluido que satura la roca. Todas las densidades están en gr/cm^3 .

Generalmente, para una formación dada ρ_{ma} y ρ_f son constantes y se pueden conocer o suponer con una buena aproximación, de manera que en la ecuación (6.8), la única variable será la ρ_b del registro.

La gráfica de la Figura 6.7 es una solución gráfica de la e

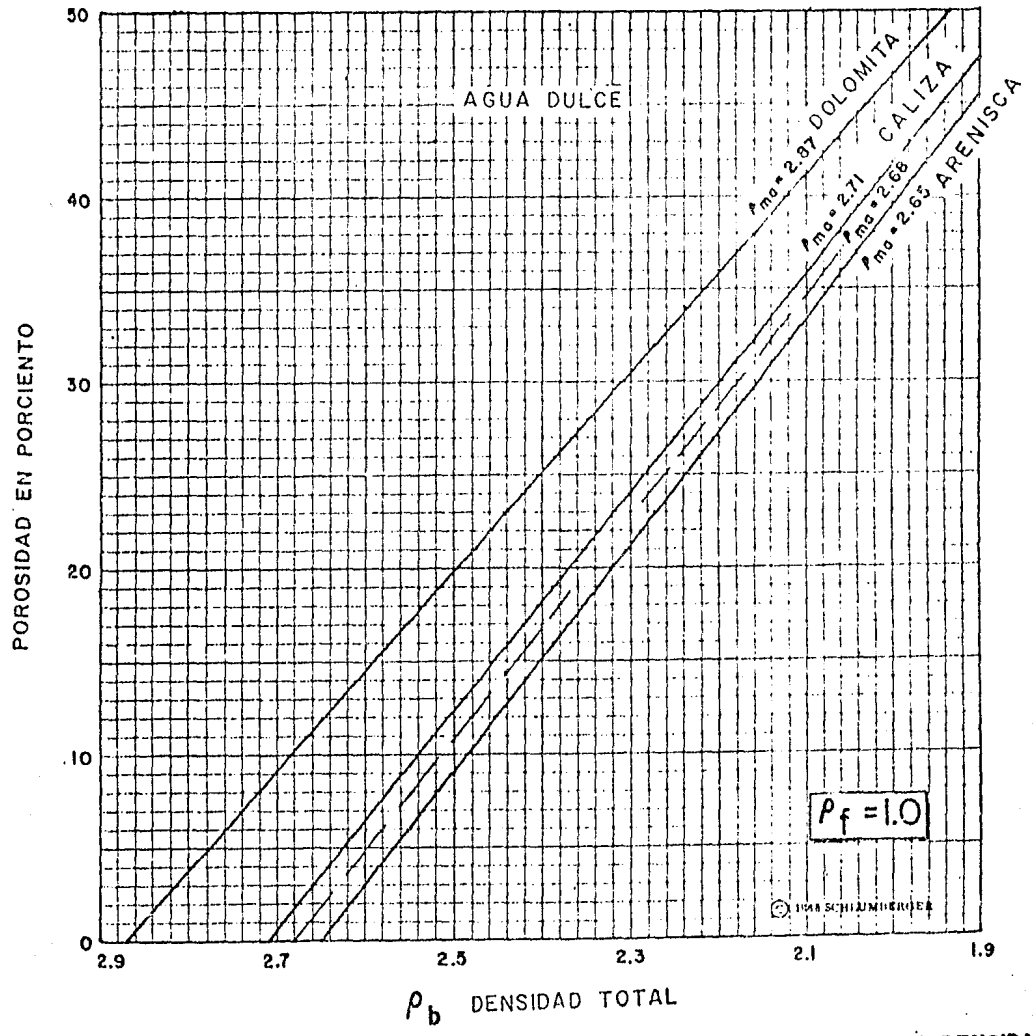


FIG.6.7.-DETERMINACION DE LA POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO, EN FORMACIONES CON AGUA DULCE. (37)

cuación (6.8), para cuando la formación está saturada con agua dulce, así como para las densidades de matrices indicadas.

6.1.3 Registros Neutrónicos (GNT, SNP Y CNL)

Son básicamente registros radioactivos, uno de sus principales objetivos es la obtención de porosidad de las formaciones. Los diferentes tipos de registros neutrónicos, se basan en el bombardeo a las formaciones por medio de neutrones.

Se diferencian cada uno de estos registros por la naturaleza de la partícula atómica, cuyo efecto directo o indirecto se registra por medio de los detectores.

6.1.3.1 Registro Neutrón-Gamma (GNT)

Lo que se obtiene en el registro neutrón-gamma es la variación de intensidad de los rayos gamma de captura. Los detectores constan de: cámara de ionización, contador Geiger Müller y contador de centelleo. La distancia entre fuente y detector es constante durante el registro.

Responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

Fundamento. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es casi idéntica a la del átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva colocada en la sonda emite continuamente neutrones de alta energía (velocidad). Estos neutrones, al encontrarse con núcleos del material de la formación, chocan elásticamente a semejanza de bolas de billar y en cada colisión los neutrones pierden parte de su energía. La cantidad de energía perdida por un neutrón en cada colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca.

La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón choca con un núcleo de masa prácticamente igual como lo es el del hidrógeno. Colisiones con núcleos pesados no provocan mucha pérdida de velocidad. De

esta manera, la pérdida de velocidad dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno en la formación.

Radio de Investigación. En una capa gruesa, sin influencia de capas vecinas, el material que influye en la medición será el que se extiende radialmente, siendo un volumen muy grande de formación. Sin embargo, la parte - que más afectará la respuesta del registro será la situada en la inmediata vecindad de la pared del pozo.

Datos de laboratorio señalan que para una formación no porosa, la distancia es de 60 cms., y que cuando se tiene una porosidad de 30% la distancia es de sólo 18 cms.

Factores que Afectan la Respuesta del Registro. Además del efecto de la porosidad, se tienen los siguientes factores:

- a) La constante de tiempo y velocidad de registro
- b) Efecto del agujero
- c) Efecto de la tubería de ademe
- d) Efecto de la densidad del lodo
- e) Efecto de la salinidad del lodo
- f) Efecto del cemento
- g) Efecto de la posición de la sonda en el pozo
- h) Efecto del enjarre.

Presentación del Registro. Normalmente el registro neutrón-gamma se forma simultáneamente con una curva de rayos gamma. La Figura 6.8 muestra la presentación de un registro radioactivo de neutrones.

En la pista 1 a la izquierda, se tiene el registro de la curva de rayos gamma; a la derecha, en las pistas 2 y 3, el de la curva de neutrones; ambas escalas en unidades API.

Interpretación Cuantitativa. Corrección por Litología

La Gráfica de la Figura 6.9 muestra una curva de separación

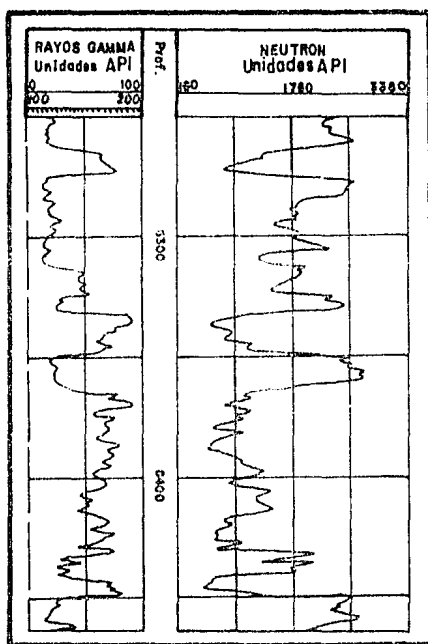


FIG.6.8.-PRESENTACION DEL REGISTRO NEUTRONICO GNT.⁽³⁶⁾

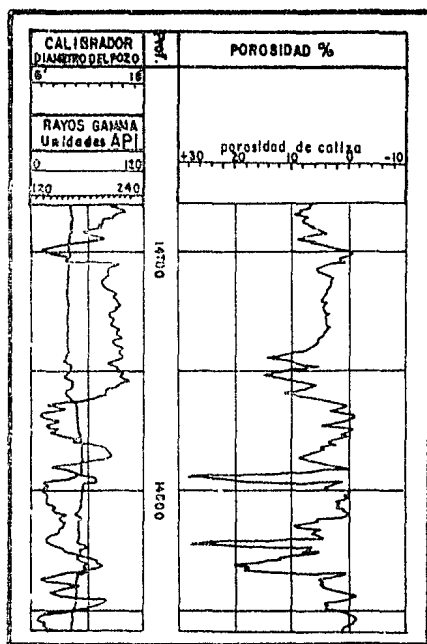


FIG.6.11.-PRESENTACION DEL REGISTRO NEUTRONICO SNP.⁽³⁶⁾

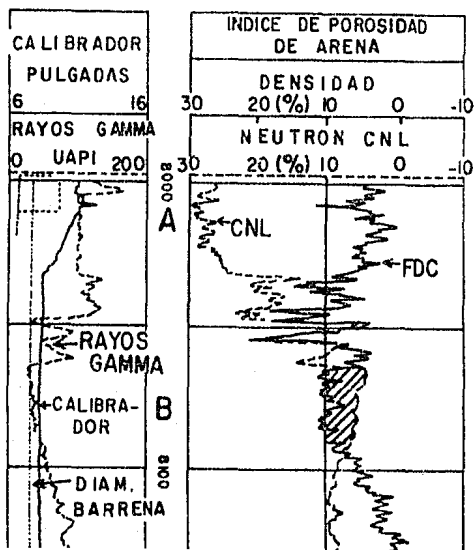


FIG.6.13 -PRESENTACION DEL REGISTRO CNL, TOMADO SIMULTANEAMENTE CON UN REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO.⁽³⁷⁾

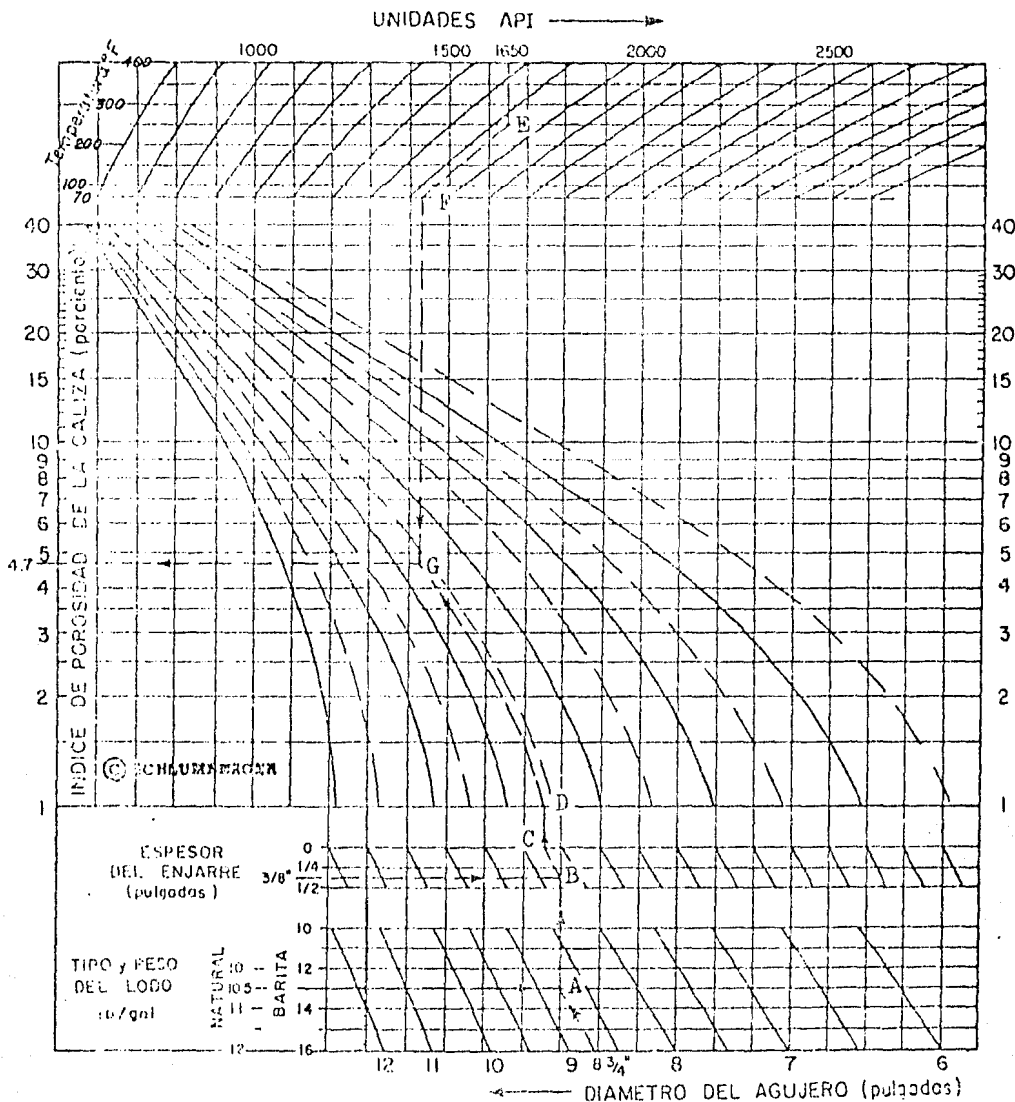


FIG.6.9.-CURVAS DE SEPARACION DE NEUTRON PARA SONIDAS SCHLUMBERGER GNT, F, G o H, CON FUENTE Pu-Be o Am-Be, ESPACIAMIENTO DE 38cm (15-1/2"), AGUJERO ABIERTO, LODO DULCE Y CALIZA. (37)

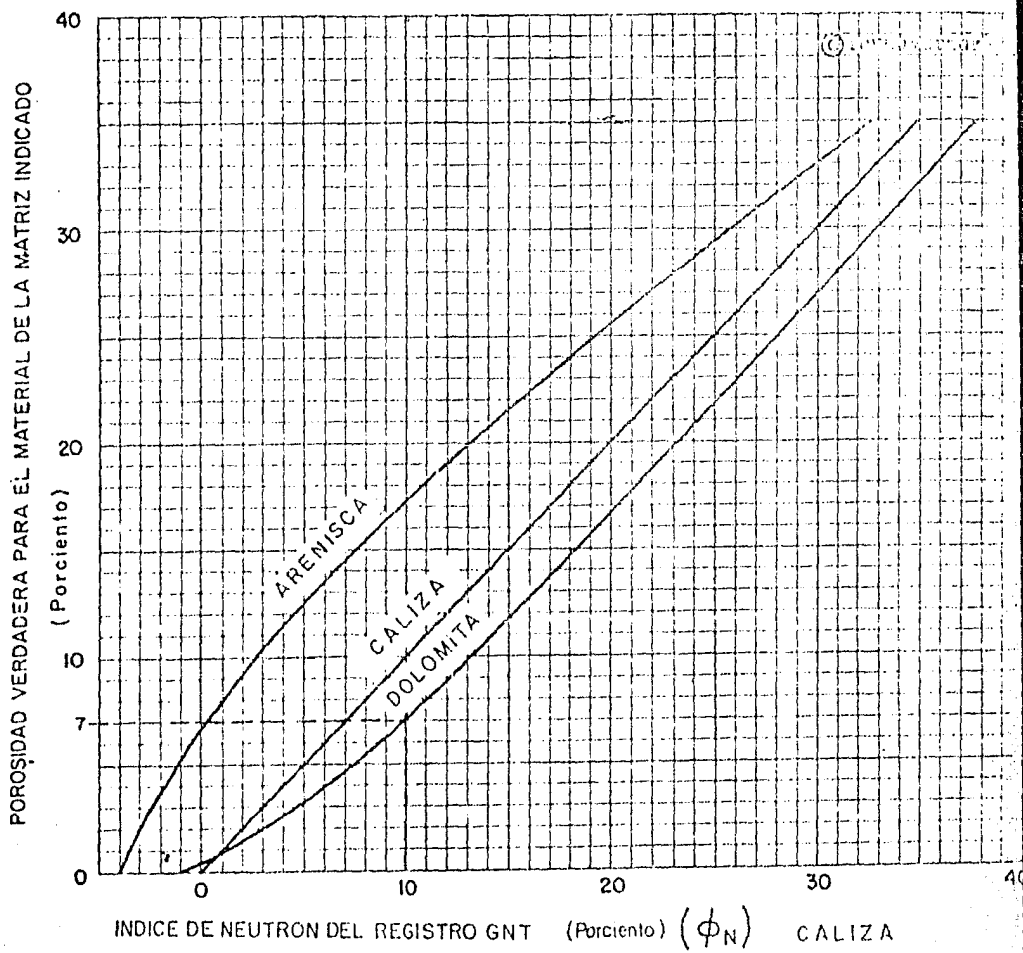


FIG.6.10.-CORRECCION POR LITOLOGIA DE LA MATRIZ.⁽³⁷⁾

para el registro neutrón-gamma. La gráfica de la Figura 6.10 ilustra un ejemplo suponiendo que el registro correspondiera a una capa de dolomita, y que aplicando la curva de separación respectiva diera un valor de índice de porosidad de 10% para calizas. El valor de la porosidad correspondiente a la dolomita sería de 7%.

6.1.3.2 Registro Epitérmico de Pared (SNP)

Es un registro de neutrones, al igual que el neutrón-gamma, se puede obtener en agujeros abiertos, llenos con lodo o vacíos; pero elimina muchos de los factores que afectan al registro neutrón-gamma, tanto de condiciones de agujero como de la formación misma; se logra como consecuencia, mayor precisión en la determinación del contenido de hidrógeno en la formación.

Además, con este tipo de registro se obtienen valores directos de porosidad.

Presentación del Registro. La Figura 6.11 muestra la presentación del registro epitérmico de pared (SNP). La curva de porosidad computada se registra al lado derecho, en las pistas 2 y 3.

Simultáneamente, se puede obtener un registro de rayos gamma naturales y un registro de diámetro del agujero, en la pista 1, al lado izquierdo (o únicamente la curva de diámetro del agujero).

Factores que Afectan la Respuesta del Registro. La sonda para este tipo de registro está diseñada para operar bajo ciertas condiciones consideradas como modelo, según las cuales los valores de porosidad que se obtuvieran no necesitarían de corrección alguna. Estas condiciones son:

- (a) diámetro del agujero = 0.20 cm (7 7/8");
- (b) temperatura: 24 °C (75 °F)
- (c) presión: atmosférica;
- (d) agujero sin enjarre de lodo;
- (e) Pozo y formación llenos con agua dulce.

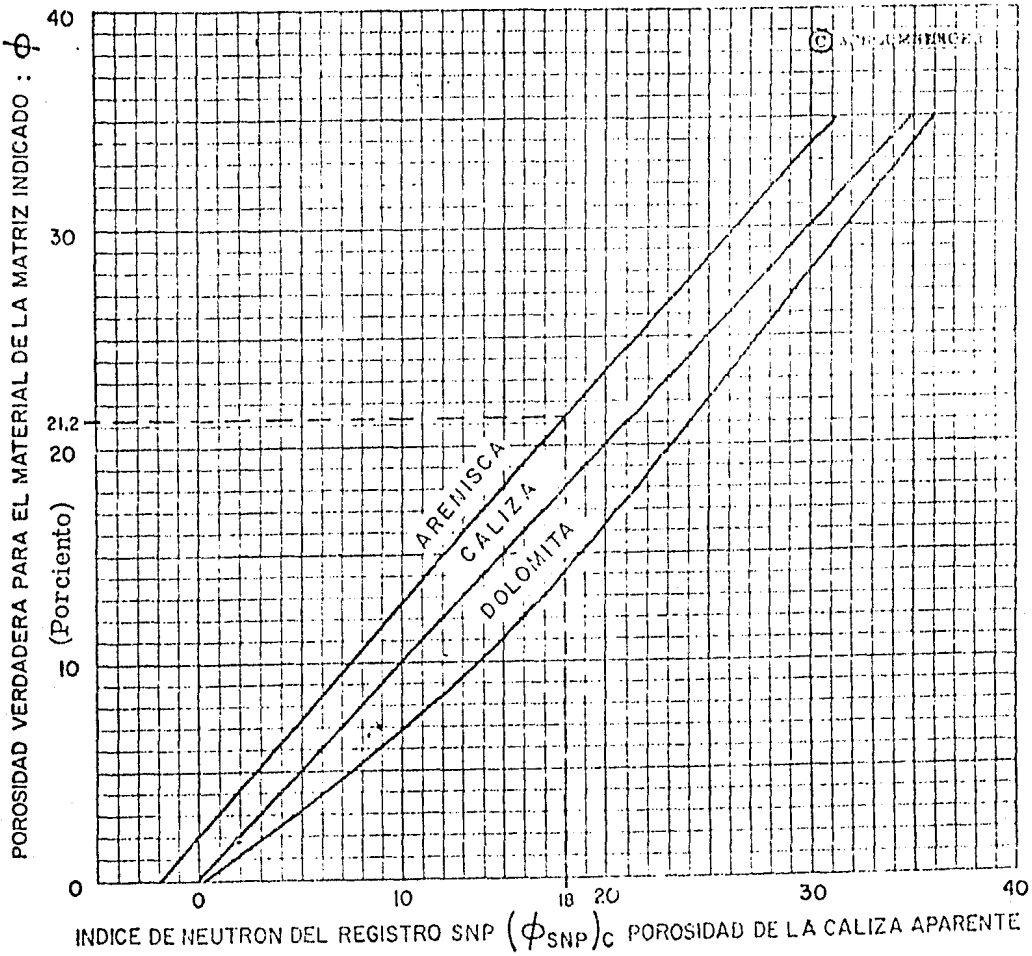


FIG.6.12.-CURVAS DE EQUIVALENCIA DE POROSIDADES DEL REGISTRO EPITERMICO DE PARED PARA AGUJEROS LLENOS CON AGUA.⁽³⁷⁾

Corrección por Litología. En los casos en que no se conoce con certeza la litología, se puede tomar el registro como si la matriz de la roca fuera una caliza; se hace posteriormente la corrección necesaria, en los casos en que la litología supuesta no haya coincidido con la realidad. Esta corrección se efectúa mediante la gráfica de la Figura 6.12. Sobre el eje de las abscisas, se tiene el valor de la porosidad para la caliza una vez aplicadas todas las correcciones anteriores; sobre las ordenadas se obtienen los valores verdaderos de la porosidad usando la curva correspondiente a la litología real.

6.1.3.3 Registro de Neutrones con Sonda de Dos Detectores (CNL)

El registro de neutrones compensado (CNL), registro de neutrones con dos detectores o registro de neutrones de doble espaciamento, evita ciertos inconvenientes o desventajas que tienen otros registros de neutrones.

Presentación del Registro. Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, por ejemplo con el de densidad de la formación (FDC), el sísmico (BHC) y el de tiempo de decaimiento de neutrones térmicos (TDT).

La Figura 6.13 muestra la presentación de una de las combinaciones más usuales: rayos gamma, densidad, neutrón compensado y calibración, para detección de gas e identificación de litología.

En la Figura 6.14 se aprecia un ejemplo real de la combinación de los registros FDC y CNL.

Profundidad de Investigación. Como la fuente de neutrones del CNL es de muy alto poder, la región de la formación que afecta la medición con el CNL es mayor que por ejemplo con los registros de neutrones epitérmicos (SNP) y de densidad (FDC).

Las correcciones hechas al registro se basan principalmente

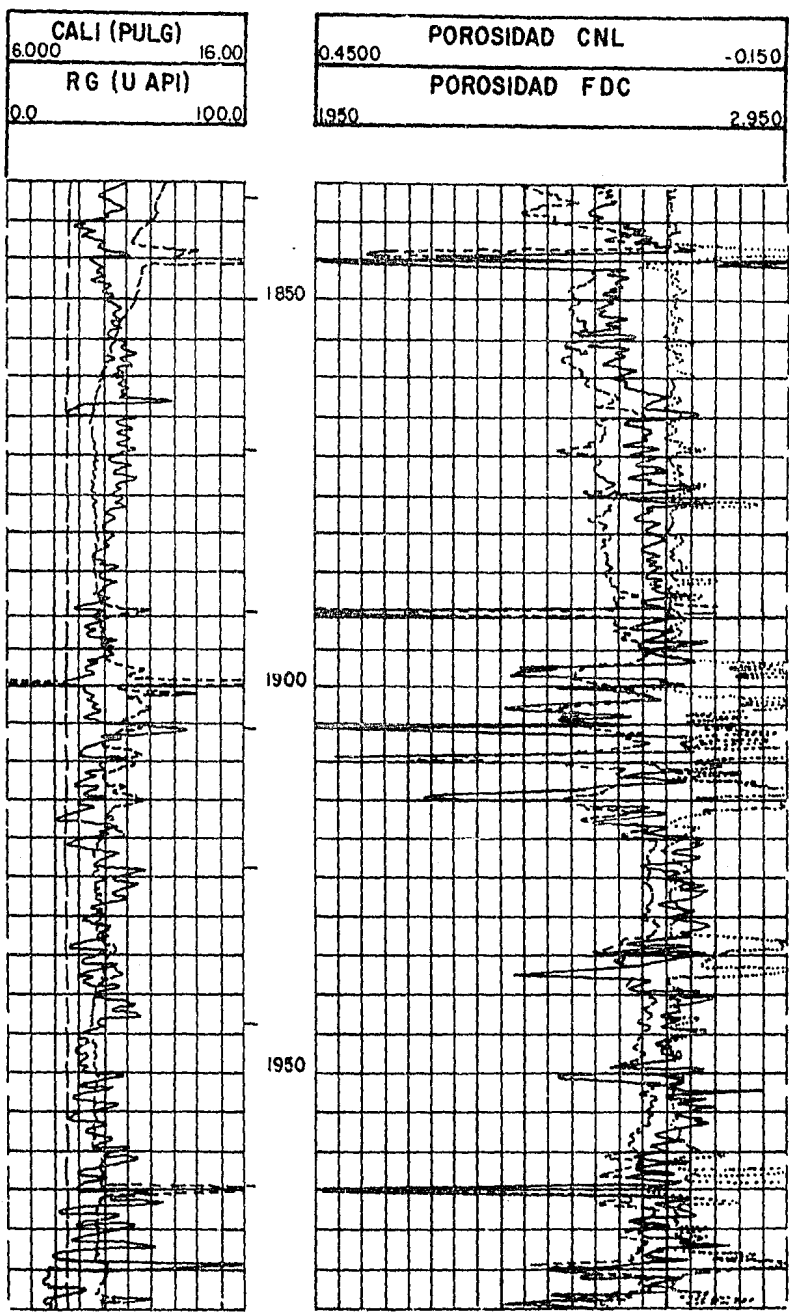
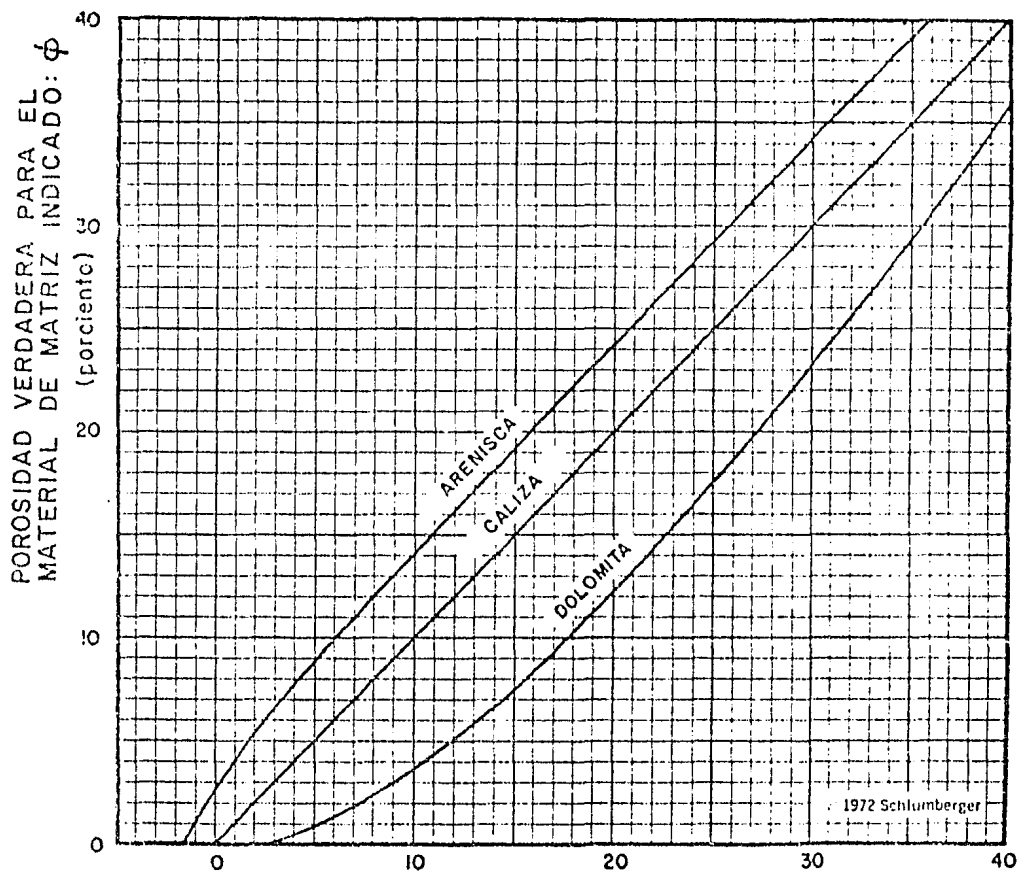


FIG.6.14.-EJEMPLO REAL DE UNA COMBINACION DE REGISTROS FDC YCNL.



INDICE DE NEUTRON DEL CNL $(\phi_{CNL})_c$ (Porosidad de la caliza aparente)

FIG.6.15.-GRAFICA PARA CORREGIR LA POROSIDAD POR EFECTO DE MATRIZ EN FUNCION DEL INDICE DE NEUTRON DEL CNL.⁽³⁷⁾

en si el agujero se encuentra adorado o abierto. Igual que en los registros FDC y SNP, el registro de porosidad que se obtiene con el CNL puede corresponder a la matriz que se espera sea la predominante; caliza, arenisca o dolomita.

Esto se consigue mediante ajustes en el tablero de registros en la superficie. Si el registro se toma suponiendo matriz de caliza y la litología resultara distinta, los valores de porosidad del CNL se corrigen por medio de la gráfica de la Figura 6.15

6.2 METODOS DIRECTOS

6.2.1 Láminas Delgadas (estudios petrográficos)

La determinación de la geometría porosa se realiza de una manera provechosa por medio del estudio de láminas delgadas, puesto que presentan el aspecto bidimensional de la forma y tamaño de los poros, los cuales pueden determinarse petrográficamente.

Los estudios petrográficos de los sistemas porosos en formaciones almacenadoras de hidrocarburos son imprescindibles por la invaluable información que proporcionan, y como un ejemplo se pueden citar los resultados obtenidos de un campo productor: Poros de zonas de supramarea presentan formas subangular a angular y una buena a moderada clasificación, debido principalmente a la lixiviación de cristales angulares, bien clasificados.

Poros subredondeados, moderadamente clasificados de las zonas intermarea muestran la geometría de las partículas sedimentarias originales (peloides, ooides, pellets, granos esqueléticos, etc) las cuales fueron lixivadas creando porosidad móldica.

La porosidad móldica de la zona submarea es el resultado de la lixiviación de granos esqueléticos consistentes de muchos tipos y tamaños diferentes. El alargamiento de moldes por disolución del sedimento

encajonante resulta en una redondez de los poros, etc.

Como se puede apreciar en este ejemplo, la información que proporcionan es muy importante, por lo que es necesario que se estudien con el mejor cuidado posible.

La Figura 6.16 muestra una lámina delgada típica, ilustrando los granos y la configuración del espacio poroso rellenado en gran parte por arcilla y material cementante.

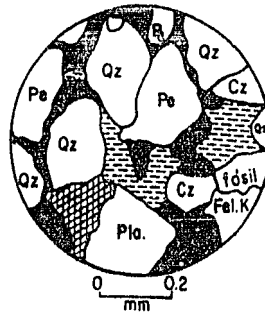
Otros aspectos que se incluyen en los estudios de láminas delgadas son:

- 1) Identificación de minerales
- 2) Relaciones matriz-grano
- 3) Relaciones cemento-grano
- 4) Relaciones y distribución del espacio poroso
- 5) Tamaño del grano y
- 6) Calidad de la roca origen

La porosidad visible se divide en cuatro clases:

- a) La porosidad no es visible a simple vista o bajo 10 x (0.02 mm de diámetro)
- b) La porosidad no puede observarse sin aumento, pero es visible bajo 10 x (0.02 - 0.125 mm - promedio del tamaño aproximado de extremadamente fino a fino)
- c) La porosidad es visible a simple vista pero es menor que el tamaño de los recortes (0.125 - 2 mm - promedio del tamaño de extremadamente fino a grueso)
- d) El tamaño del poro es tan grande como los recortes de canal y es indicado usualmente por un crecimiento secundario de cristales en la superficie de los recortes (1mm en adelante - muy grande y grueso)

Diversos investigadores han empleado la técnica de teñido en el estudio de la porosidad en láminas delgadas, sin embargo, es poco frecuente su uso y la información al respecto es escasa.



Nicoles cruzados

Leyenda

- | | |
|----------------------|----------------------------|
| ■ Espacio poroso | Qz -Cuarzo |
| ▨ Arcilla | Fel.K-Feldespatho potásico |
| ▩ Cemento de calcita | Pla. -Plagioclasa |
| | Pa -Pegmatita |
| | Cz -Caliza |

FIG.6.16.-LAMINA DELGADA TÍPICA DE UNA ARENISCA ILUSTRANDO LA CONFIGURACION DE LOS GRANOS Y POROS.⁽³⁾

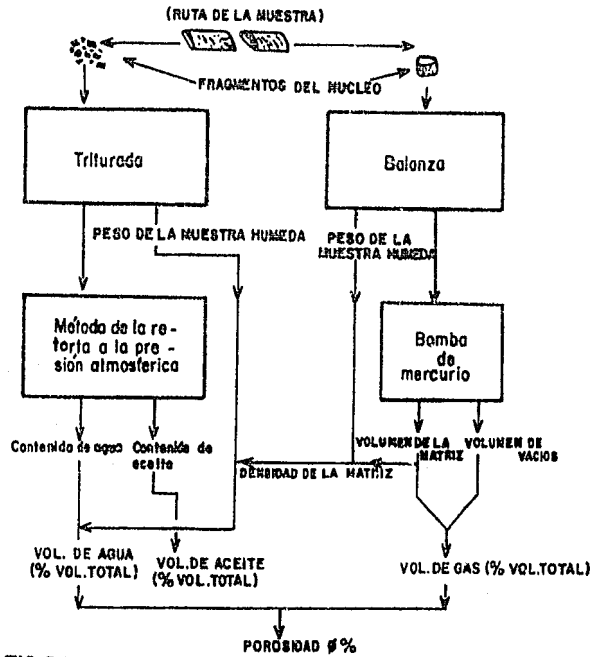


FIG.6.17.-ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS POR EL PROCEDIMIENTO DE LA SUMA DE FLUIDOS.⁽²⁾

6.2.2 Análisis de Muestras de Núcleos (Estudios petrofísicos)

El núcleo se define como "una sección de roca cilíndrica, generalmente de 5 a 10 cms de diámetro y arriba de algunos metros de longitud, se extrae como una muestra del intervalo penetrado por una barrena nucleadora y traído a la superficie para su exámen geológico y/o para su análisis en laboratorio"^{4,3}.

La porosidad de una formación productora puede obtenerse directamente a partir de muestras representativas de dicha formación, es decir, mediante el exámen de núcleos.

El exámen y análisis, cuando se hace meticulosamente, es probablemente la técnica básica aprovechable más importante de la industria del petróleo con la cual se obtiene una recuperación óptima en la explotación de reservas.

Análisis de núcleos realizados en el laboratorio determinarán las propiedades físicas de las rocas almacenadoras (porosidad, permeabilidad y morfología del poro) así como la naturaleza y cantidad de fluidos contenidos en la roca (agua, gas y aceite).

Una gran variedad de métodos han sido desarrollados con el fin de determinar la porosidad, la mayoría son designados para muestras pequeñas, debido a las características de los aparatos. La porosidad de porciones grandes de roca es representada estadísticamente a partir de resultados obtenidos en numerosas muestras pequeñas.

La calidad de una muestra registrada es frecuentemente una medida directa de la calidad de las muestras.

Durante el análisis de un núcleo es necesario anotar las descripciones, puesto que se requiere de un orden estandarizado de descripción, ya que esto:

1. Reduce la posibilidad de no recordar todas las propiedades importantes

2. Aumenta la uniformidad de descripción entre los geólogos y
3. Ahorra tiempo en obtener información específica a partir de las descripciones

Es común seguir el siguiente orden:

1. Tipo de roca-subrayado y seguido por la clasificación
2. Color
3. Textura - incluido el tamaño del grano, redondéz y clasificación
4. Cemento y/o materiales de la matriz
5. Fósiles y accesorios
6. Estructuras sedimentarias
7. Porosidad, permeabilidad y manifestaciones de aceite

Debido a los fines de este trabajo, se tratará únicamente el punto siete, por ser el tema de interés.

Porosidad y Permeabilidad. Entre las observaciones más importantes realizadas durante el curso del análisis de una muestra, están las relacionadas con la porosidad y permeabilidad. El detectar y evaluar esta porosidad así como la presencia o ausencia inferida de permeabilidad, es una de las responsabilidades más importantes de los geólogos.

La habilidad para estimar la porosidad se adquiere a través de la práctica y la experiencia en el examen de muestras. Estimaciones cualitativas relacionadas con promedio en el tamaño del poro deben hacerse para todos los intervalos porosos. Si la porosidad de alguna categoría es observada, debe ser descrita completamente usando los símbolos convenientes para denotar su calidad relativa.

La porosidad interpartícula es por mucho el tipo más común y el que más fácilmente se observa en los cortes. Normalmente es difícil detectar la porosidad mōldica o por fracturamiento en los cortes. Es difícil diferenciar entre la porosidad mōldica y aquellos granos que han sido arrancados de su lugar.

La presencia de venas de calcita gruesamente cristalina en los cortes de núcleos, es frecuentemente el único indicador de la ocurrencia de fracturas.

A continuación son presentados de una manera muy resumida, los métodos mas importantes utilizados en la medición de porosidad en el laboratorio: Por lo tanto, se recomienda consultar la referencia número 2 para ampliar estos conceptos.

Los métodos directos para medir la porosidad de una muestra en el laboratorio dependen básicamente de la naturaleza de la muestra y de su tamaño, estas son principalmente:

A. Medidas de Porosidad para Muestras Frescas o Preservadas. (método de la suma de fluidos).

La muestra fresca contiene los fluidos siguientes: Gas, agua y aceite. La cantidad de los diversos fluidos presentes se determina en porciento del volumen total (V_T), y la porosidad es su suma. El contenido de gas es determinado por inyección de mercurio.

El agua y aceite son determinados por destilación a presión atmosférica (Método de la retorta). La muestra fresca se divide en tres partes:

- a) Un cubo (para la permeabilidad horizontal y vertical) o un cilindro (permeabilidad horizontal) es colectado de una parte.
- b) Una parte de aproximadamente 30 a 40 gr es usada por la determinación de saturación de gas.
- c) Una parte seleccionada hasta donde sea posible a partir del centro del núcleo es comunmente establecido: aproximadamente 125 gr. es usada para la determinación de saturación de aceite y agua por medio del método de destilación, a presión atmosférica.

La Figura 6.17 ilustra este método.

B. Medidas de Porosidad para Muestras Extraídas o Expuestas

En orden para determinar : $\emptyset = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_s}{V_T}$ es necesario medir dos de los tres factores: V_T , V_s o V_p .

Preparación de Muestras. Las muestras deben tener una forma geométrica (cubo o cilindro), $V_T = 5$ a 70 cm^3 , o alguna otra forma, de ser posible sin bordes angulosos.

La extracción y lavado puede llevarse a cabo por:

- a) Extractores de lavado tipo Soxhlet
- b) Extractores tipo Dean-Stark
- c) Retorta al vacío
- d) Lavado y centrifugado

A continuación se muestran las mediciones de los parámetros básicos de una muestra.

Mediciones del Volumen Total (V_T) Se determinan por medio de:

1. Una bomba de volumen de mercurio
2. Mediciones de la flotación

Mediciones del Volumen Sólido (V_s) Pueden determinarse por los tres métodos siguientes:

1. Por medio de un picnómetro (suponiendo saturada la muestra)
2. Por el método de inmersión: medida de flotación para la fase sólida en un fluido húmedo (suponiendo saturada la muestra)
3. Utilización de una cámara de presión (basada en la ley de Boyle-Marriot)

La siguiente secuencia de operaciones es necesaria para saturar una muestra porosa (o muchas simultáneamente) por medio de un fluido húmedo:

- a) Alto vacío con muestras secas

- b) Vacío eliminado por un gas, el cual es soluble en el solvente utilizado.
- c) Alto vacío
- d) Saturación de muestras bajo vacío con un solvente degasificador
- e) Establecimiento de presión atmosférica y colocación de muestras saturadas bajo presión del orden de 150 - 200 bars.

Mediciones del Volumen Poroso (V_p) Puede medirse directamente:

- a) Por medidas del volumen de aire contenido en los poros
- b) Por el peso de un líquido relleno los poros (Figura 6.18)
- c) Por inyección de mercurio

6.2.3. Reproducción de Moldes Porosos por Inyección de Resinas

El sistema poroso en las rocas carbonatadas ha sido clasificado comprensivamente con énfasis en sus aspectos genéticos por Choquette y Pray⁴, sin embargo ha sido muy poca la atención dada a la descripción de la geometría, particularmente en tres dimensiones del sistema poroso. Para facilitar los estudios de la porosidad por este método, se han desarrollado técnicas para la construcción de modelos.

Los aspectos tridimensionales de los poros (y gargantas porosas) pueden describirse a partir de exámenes de moldes de resinas de poros usando un microscopio de barrido electrónico (SEM).

Los microscopios ópticos carecen de suficiente profundidad de campo para el estudio de moldes tridimensionales tanto de poros como de gargantas porosas.

Los moldes porosos se obtienen impregnando las muestras con resina y lavadas posteriormente y lentamente con ácido diluido para remover el carbonato huésped, obteniéndose de esta manera un molde del sistema poroso en relieve.

Los moldes de estructuras porosas finas por abajo de una mi

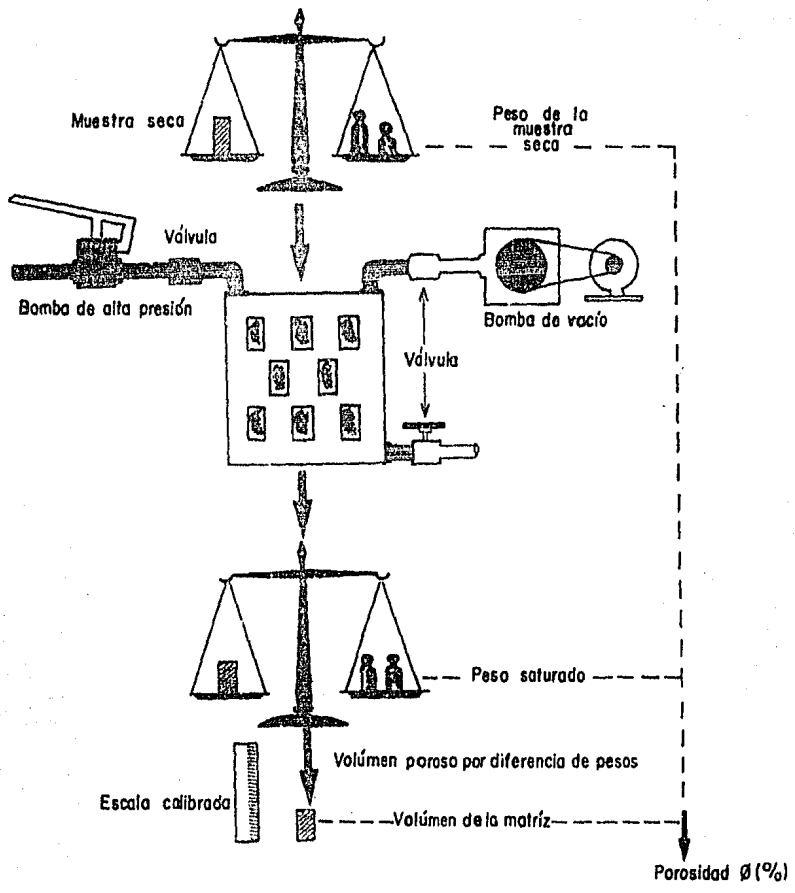


FIG.6.18.-PROCEDIMIENTO DE MEDICIONES EN LA POROSIDAD POR RESATURACION.⁽²⁾

cra, se obtienen usando una resina de baja viscosidad, evacuando la muestra antes de la impregnación y aplicando una presión de 100 kg/cm^2 durante la impregnación.

La resina se puede teñir de color rojo para facilitar el poder distinguirla de la materia mineral residual. La resina endurecida es isotrópica y tiene un índice refractivo de 1.534, no reacciona con las rocas carbonatadas y no se ve afectada por los ácidos usados en la lixiviación de la roca huésped. Remover el material de la roca con el ácido es un proceso delicado, donde el ritmo de reacción del ácido con la roca debe ser lento para prevenir el rompimiento de la parte fina del molde.

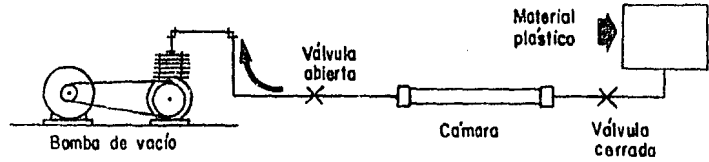
Cada molde de plástico concluído, es lavado completamente con agua destilada. El molde poroso finalmente representa una reproducción exacta del espacio poroso efectivo de la muestra.

La Figura 6.19 nos ilustra de una manera esquemática el método utilizado para la reproducción tridimensional de moldes poros por medio de la inyección de resinas. (Para la observación de ejemplos de moldes porosos por inyección de resinas, se recomienda consultar a Wardlaw, N.C., 1976, referencia 40.)

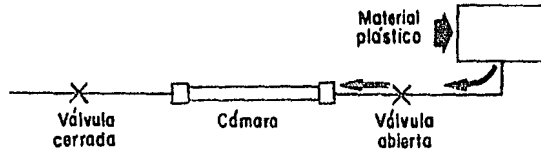
Otras técnicas han sido desarrolladas con la finalidad de estudiar la geometría porosa en una manera tridimensional, y como ejemplo se puede citar a la Figura 6.20 la cual muestra un molde metálico producido por impregnación con un metal de bajo punto de fusión en los canales del poro de un empaque arenoso suelto, removiéndolo a este posteriormente. La tortuosidad del flujo es evidente. (aumentado 50 x).

Existe una técnica adecuada para realizar moldes de poros (para su observación bidimensional) en base a secciones delgadas de muestras de canal cuando se requiere de un tiempo corto de preparación. Tales secciones pueden hacerse y examinarse minutos después de que la muestra es adquirida.

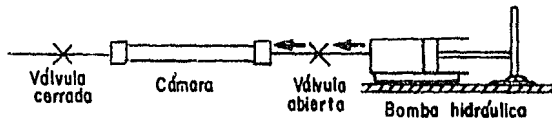
Este método requiere equipo de laboratorio, así como de al-



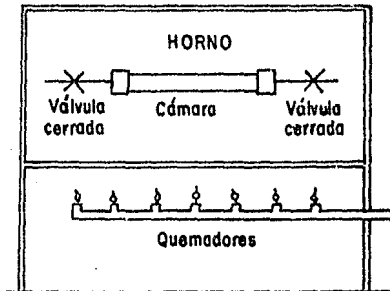
Etapa 1
La cámara conteniendo el núcleo es evacuada



Etapa 2
El material plástico es forzado hacia la cámara por presión atmosférica



Etapa 3
Se aplica una presión hidráulica en la cámara



Etapa 4
Se polimeriza el plástico a elevada temperatura en un horno

FIG.6.19-REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL METODO UTILIZADO EN LA REPRODUCCION DE MOLDES POROSOS POR INYECCION DE RESINAS.⁽⁴¹⁾



FIG.6.20.-MOLDE METALICO DEL ESPACIO POROSO EN UNA ARENA INCONSOLIDADA.⁽³⁾

gunos días para que las resinas y cementos usados en los procesos obtengan sus máximas condiciones físicas. Por ejemplo 15 muestras son moldeadas por separado en un solo bloque de plástico. Así, una sección de 45.75 metros con intervalos en las muestras de 3.5 metros pueden examinarse en una lámina de 5 x 7.5 cms. Muestras de canal secas son colocadas dentro de cada una de las 15 cavidades de un molde de polietileno.

Se hace una marca de orientación en una de las cavidades dentro del molde de tal manera que la última se pueda orientar después de quitarse el molde.

Esta marca aparece en la sección delgada terminada. El molde es relleno con resina poliéster, añadiéndose cantidades apropiadas de endurecedor. Demasiado endurecedor dará como resultado un recalentamiento de los moldes y puede derretir el molde. Poco endurecedor resultará en un moldeado muy blando dificultándose su extracción de manera conveniente.

Los cortes deben agitarse para remover las burbujas de aire de la resina y para asegurar que el líquido entre por completo en cada uno de los huecos. La resina endurecerá dentro de un molde en algunas horas.

El molde seco es montado sobre una placa de vidrio de 5 x 7.5 cms con resina epóxica a temperatura local. La resina se aplica entonces en la base de la superficie del molde y se coloca una microlámina de 5 x 7.5 cm sobre éste.

Una presión moderada es usada para forzar a las burbujas de aire a salir desde abajo del cristal y el bloque es colocado sobre el vidrio hacia abajo sobre un nivel de la superficie.

La resina endurecerá en 24 horas aproximadamente después de las cuales vendrán las técnicas para preparar secciones delgadas que se usarán para preparar los porta objetos.

6.2.4 Curvas de Presión Capilar-Mercurio

Las curvas de presión capilar-mercurio proporcionan datos muy valiosos para la determinación del tamaño de la garganta del poro y el porcentaje efectivo de poros totales bajo condiciones diversas de presión en la roca almacenadora.

El método de inyección de mercurio reproduce mejor las condiciones del yacimiento (Stout,³⁸1964) y comunmente es usado para construir una curva de presión capilar.

Con este método, la muestra del núcleo que será utilizada es limpiada, colocada en una cámara y evacuada. El mercurio, el cual actúa como un agente no húmedo equivalente al aceite entrando a un yacimiento humedecido por agua, es forzado hacia el interior de la muestra bajo presión.

Esta presión es mantenida hasta que ya no entra más mercurio en la muestra. El volumen de mercurio que ha entrado al sistema poroso de la muestra en esta presión inicial es registrado. El proceso se repite con variaciones cada vez más altas y con presiones también altas para las presiones elevadas deseadas.

El volumen de mercurio inyectado dentro del sistema poroso de la muestra en cada nivel de presión es trazado en una gráfica con el eje vertical como presión capilar en libras por pulgada cuadrada, y el eje horizontal como porcentaje de porosidad no ocupada por mercurio (equivalente al porcentaje de saturación de agua).

El mercurio inyectado representa el aceite, y así, la cantidad de mercurio que entra en la muestra puede considerarse como saturación de aceite.

Las saturaciones de agua tal como las trazadas en la gráfica, de la Figura 6.21, son computadas por la sustracción del porcentaje de espacio poroso total relleno por mercurio a partir del espacio poroso total de la muestra. Una curva de presión capilar resulta debido a la conexión

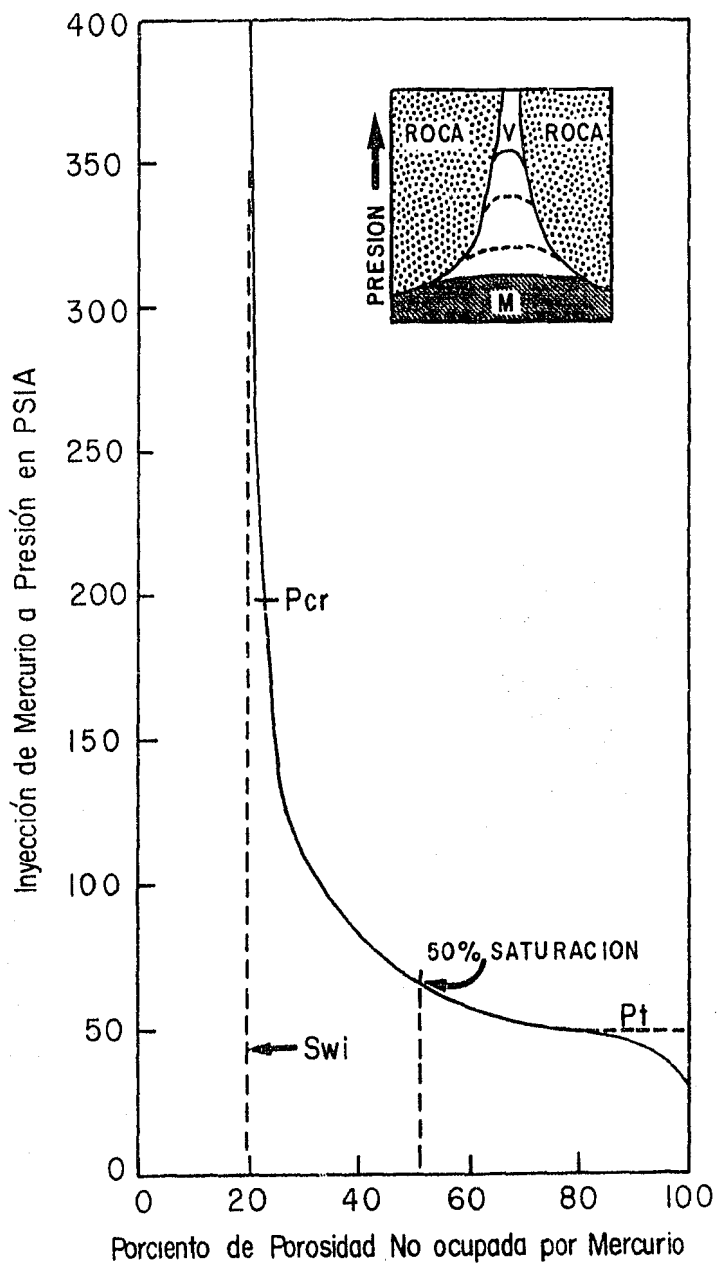


FIG.6.21.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA TIPICA CURVA DE PRESION CAPILAR-MERCURIO.EL DIAGRAMA DE LA PARTE SUPERIOR ILUSTRAS EL CAMBIO DE POSICION DE LA INTERFACE MERCURIO/VAPOR DE MERCURIO,ASI COMO LOS INCREMENTOS EN LA PRESION.M=MERCURIO,V=VAPOR.⁽³⁸⁾

de puntos computados en cada nivel de presión (observar la Figura).

El cambio de posición de la interfase mercurio/vapor de mercurio dentro de un poro capilar individual que incrementa la presión es mostrado en la parte superior de la Figura 6.21 (M = Mercurio, V = Vapor de Mercurio).

Las mediciones de presión capilar no deben confundirse con las medidas de permeabilidad. Una curva de presión capilar indica el porcentaje de poros conectados totales por gargantas porosas de suficiente tamaño para permitir la entrada del aceite en una presión capilar dada (Jodry, 1972³⁰).

Interpretación de las Curvas de Presión Capilar.

En el ejemplo de la Figura 6.21, el mercurio no puede comenzar a entrar al sistema poroso de la roca almacenadora hasta que una presión de 25 psia es alcanzada. 100% del espacio poroso no se encuentra ocupado por mercurio (100% saturado de agua).

Con una presión de 50 psia, un cambio abrupto en el gradiente de la curva ocurre como un volumen sustancial de mercurio empezando a entrar en la muestra.

Este punto es definido como "presión threshold" (P_t), que es una medida de asimetría en la garganta de los poros.

Al irse incrementando la presión, más y más mercurio entra al espacio poroso.

En 65 psia, 50% del espacio poroso en la roca almacenadora ha sido ocupado por mercurio. El punto en el cual la curva llega a ser esencialmente vertical es definido como "presión crítica" (P_{cr}), más allá de esta presión, esencialmente mercurio no adicional entrará en la muestra.

Después de que la presión crítica ha sido alcanzada, la cantii

dad de espacio poroso que permanece no ocupado por mercurio indica la saturación de agua irreductible (S_{wi}) de la roca almacenadora.

En el caso del ejemplo (Figura 6.21) la saturación de agua irreductible es de 20% y la presión crítica está cercana a los 200 psia.

Así, esto lleva una presión cercana a los 200 psia que satura el espacio poroso aprovechable de esta roca almacenadora con mercurio, y 20% del espacio poroso total no puede ser invadido debido a la carencia de interconexiones (gargantas) suficientemente grandes entre los poros.

La determinación de P_t , P_{cr} y S_{wi} proporciona un medio para describir la petrofísica del yacimiento. En adición a tales datos, las curvas de presión capilar son usadas para determinar la geometría porosa de una roca almacenadora.

La curva indica el volumen poroso total invadido por mercurio que incrementa las fuerzas de presión a través de gargantas porosas sucesivamente pequeñas. Los poros profundos dentro de la roca almacenadora son invadidos por mercurio debido únicamente a las gargantas del poro.

Así, la forma de la curva es determinada por el tamaño, clasificación y asimetría de las gargantas del poro (Thommer, 1960³⁰, Jodry 1972³⁸).

Los métodos estadísticos usados para investigar curvas acumulativas de análisis de sedimentos pueden utilizarse también para investigar las curvas de presión capilar (Stout, 1964³⁸). Debe comprenderse que el uso de tales métodos para el análisis de la curva de presión capilar no miden únicamente la influencia de las partículas carbonatadas depositadas, sino también los efectos de la diagénesis.

Determinación del Tamaño de la Garganta del Poro. El tamaño de las gar-

gargantas porosas invadidas, puede calcularse a partir de datos de la curva de presión capilar por el uso de la ecuación de Washburn, 1920 :

$$P_c = \frac{-2 \gamma \cos \theta}{d}$$

Donde:

P_c = presión capilar

γ = tensión superficial del mercurio = 465 dinas/cm

θ = ángulo de contacto del mercurio = 140°

d = diámetro de la garganta del poro

De acuerdo a Wardlaw, 1976³⁸, la ecuación de arriba es apropiada para gargantas de poros parecidas a láminas, establecidas en las dolomitas. La presión capilar de cualquier punto en la curva puede ser así convertida al diámetro equivalente de la garganta del poro.

La determinación del diámetro medio de la garganta (D_m) es usado particularmente para la comparación de diferentes muestras de rocas almacenadoras, este es un indicador importante de la geometría de la garganta del poro. En suma, el tamaño de la garganta es equivalente a la presión capilar en un 50% de saturación del volumen poroso por mercurio (d 50). Puede usarse para expresar la geometría de la garganta del poro (Wardlaw y Cassan, 1979³⁸).

Medidas Estadísticas de la Geometría Porosa

Las medidas estadísticas usadas para determinar la geometría porosa a partir de curvas de presión capilar han sido discutidas por Rieke y colaboradores, 1972³⁸. Las estadísticas para el tamaño de la garganta del poro son las mismas que para aquellas usadas en los análisis del tamaño del grano.

Las mediciones empleadas en este estudio son:

1. Diámetro medio de la garganta (D_m)

El diámetro medio (D_m) es la medida del promedio total del

tamaño de la garganta, la ecuación utilizada es:

$$D_m = \frac{D16 + D50 + D84}{3}$$

2 Clasificación del Poro (S_p)

Es una medida de dispersión con respecto a la medida, o una desviación estandard, de los tamaños de la garganta en una muestra. La ecuación utilizada es:

$$S_p = \frac{(D84 - D16)}{4} + \frac{(D95 - D5)}{6.6}$$

3. Medida de asimetría de las gargantas del poro (S_{kp})

Es una medida de anormalidad de una distribución en el tamaño de la garganta.

$$S_{kp} = \frac{(D84 + D16 - 2 D60)}{2(D84 - D16)} + \frac{(D95 + D5 - 2 D50)}{2(D95 - D5)}$$

6.2.5 Técnicas de Impresión de Textura (Peels).

Una réplica en peel de la superficie de la mayoría de los tipos de roca se hace rápida y fácilmente. Este reproduce el detalle microscópico de la estructura de la roca y puede servir en lugar de una sección delgada, abarca además mayores áreas.

Tiene la ventaja sobre esta última que no es destructivo. Por consiguiente, solo muestras pequeñas de la roca son aprovechables, como en el caso de los núcleos de pared. Un peel puede prepararse para preservar los detalles del tamaño y la estructura del grano antes de que el núcleo sea destruido durante el curso de un examen petrofísico. El primer requerimiento para tener buen éxito con un peel es la preparación de una superficie plana y pulida de la roca.

El pulido inicial se hace sobre una placa de vidrio usando polvo de carburo grueso (malla No. 200) con agua. El pulido final se debe dar con polvo de carburo fino (Malla No. 800) también con agua. En el caso de rocas siliciclásticas, no se requiere de mayor preparación. Las rocas carbonatadas deberán teñirse ligeramente antes de realizarse un peel.

Una solución débil de ácido clorhídrico, acético (acetona) o fórmico (5%) es conveniente para el propósito de hacer un peel, los dos últimos son preferibles. La superficie de la roca es humedecida con agua y los excesos de ésta son eliminados.

La superficie es mojada entonces con ácido, horizontalmente ocurriendo una efervescencia. Dependiendo de la composición de la roca, 5 a 15 segundos son un tiempo suficiente para producir un adecuado relieve de la superficie de la roca.

Sobreexposiciones al ácido son más factibles de ocurrir que una carencia de éstas. Después de la exposición, la roca debe lavarse despacio con agua y posteriormente se debe dejar secar por un corto período de tiempo.

Para hacer un peel, el pulido o teñido de la superficie de la muestra es atacada con ácidos en una posición horizontal y posteriormente es humedecida con acetona.

Una pieza de acetato con un espesor adecuado (0.003 a 0.005") se enrolla sobre una de sus orillas, teniéndose cuidado de asegurarse que no exista movimiento lateral conforme se pone en contacto con la roca.

Cuando el peel ha sido secado completamente (puede variar algunas horas; dependiendo de la porosidad de la roca) puede removerse de la roca.

Cuando se desea hacer un peel de una arenisca, o una muy porosa, la superficie de la roca es pulida como se describe arriba, y hume-

decida con acetona, entonces, una delgada capa de solución con acetona-celulosa es pintada sobre ésta. Se deja toda la noche a secar, y si es necesario otra capa es aplicada al día siguiente.

El peel resultante puede removerse de la superficie de la roca después de haberse puesto a secar durante algunas horas. La solución celulosa-acetato es preparada con la mezcla de polvos de acetato y celulosa con una proporción de 20 gr. de acetato a 130 cc de acetona.

Esto proporciona una solución estable que puede almacenarse. Cuando los peels van a prepararse, algo de la solución almacenada se diluye a dos veces su volumen con tetracloroetano. La solución así constituida se conservará alrededor de dos semanas aproximadamente.

Los peels una vez terminados pueden montarse para colocarse entre ellos dos cristales sellando los bordes con cinta, o bien pueden almacenarse en sobres.

NOTA: Cada vez que un Peel sea quitado de una roca carbonatada, debe éste sumergirse en ácido clorhídrico antes de estudiarse o montarse, para disolver cualquier partícula pequeña que se encuentre incrustada en la roca.

C A P I T U L O 7

CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD EN UNA
FORMACION ALMACENADORA DE HIDROCARBUROS

7.1 INTRODUCCION

El estudio de la porosidad y sistemas porosos es primordial en el estudio de una formación almacenadora de hidrocarburos, puesto que cada sistema poroso se encuentra asociado con ambientes depositacionales y regímenes diagenéticos particulares.

Por ser la geometría porosa principalmente una función del tamaño y forma (entre otras características) de los granos o partículas que componen la roca, estas relaciones permiten la predicción de la geometría porosa del yacimiento y una mejor estimación de alguna eficiencia de recuperación en: la distribución de litofacies; en el origen de la porosidad; y en la historia diagenética determinada para el yacimiento por medio del estudio de núcleos y láminas delgadas de la roca.

Las características de algún tipo de roca del yacimiento depende de la forma como esté arreglado el sistema poroso y de como estén interconectados estos poros.

Debe comprenderse lo mejor posible la geometría del sistema poroso de la roca almacenadora para determinar completamente la respuesta a la recuperación primaria o mejorada.

Para predecir la tendencia de la geometría porosa, es necesario establecer relaciones entre medidas de la geometría porosa y parámetros petrofísicos, los cuales son medidos por medio de registros geofísicos en los pozos.

A continuación se presenta un ejemplo real, que muestra la caracterización de la porosidad en una formación almacenadora de hidrocarburos. Este ejemplo presenta aquellos mecanismos que controlan la porosidad y sus efectos en la formación almacenadora, así como la interpretación de la historia diagenética y depositacional. La información en base a datos reales que fué utilizada constó básicamente de:

- a) Registros geofísicos

- b) Datos de muestras de canal
- c) Datos de muestras de núcleos
- d) Láminas delgadas
- e) Porcentajes de porosidad.

De la formación almacenadora escogida, se eligieron cinco pozos productores de hidrocarburos para su estudio Figura 7.1. Posteriormente, se trazaron dos secciones (A-A' y B-B') con estos pozos, donde se señala su posición original en la formación productora, cubriendo dos direcciones, NW-SE y E-W. Figura 7.1

7.2 ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

Una vez trazadas las secciones respectivas, se procedió a la construcción de las secciones estratigráficas correspondientes en base a la correlación de marcas de registros geofísicos de pozo a pozo.

Las Figuras 7.2 y 7.3* muestran estas secciones estratigráficas para cada sección respectiva. En estas Figuras se indican diferentes tipos de registros utilizados, la posición de los intervalos nucleados e intervalos disparados, así como las edades de cada estrato.

Como siguiente paso, se construyeron en base a las muestras de canal, formatos para cada pozo, con el fin de conocer los cambios de facies litológicas con respecto a la profundidad. La finalidad de estos formatos fue la de anotar las diferentes litofacies existentes en cada sección.

Estos formatos se correlacionan, obteniéndose las diferentes litofacies para cada sección. La Figura 7.4 muestra un ejemplo del formato utilizado en cada uno de los pozos. Una vez obtenidas las diferentes litofacies, se trasladaron todas estas marcas sobre las secciones estratigráficas, con la finalidad de observarse las variaciones de las marcas de los registros geofísicos con las marcas de las diferentes litofacies y conocerse por consiguiente el comportamiento estratigráfico del subsuelo y

*Consultar anexo al final

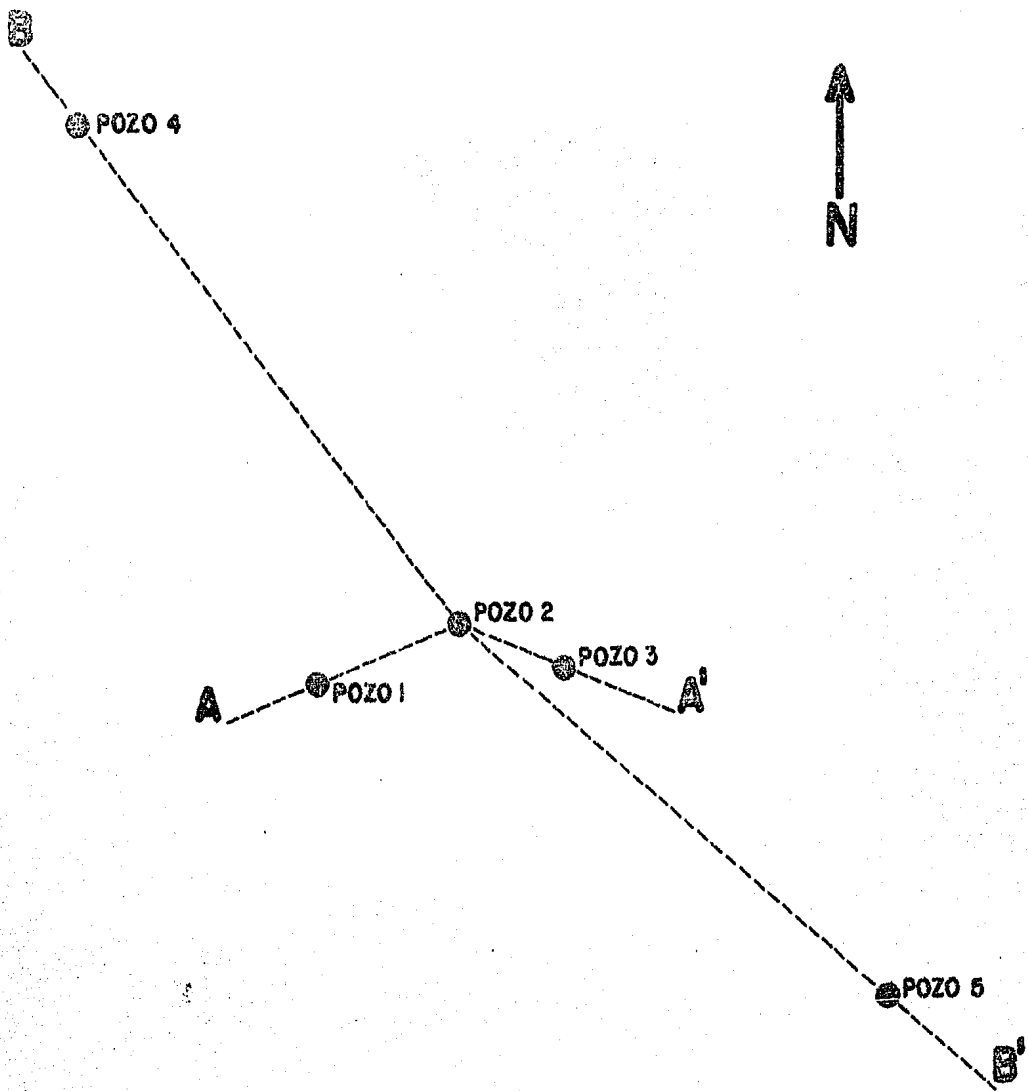


FIG.7.1.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL TRAZO DE SECCIONES, CORRESPONDIENTES A LA FORMACION ALMACENADORA EN ESTUDIO.

y su posterior relación con la porosidad (Figuras 7.5 y 7.6)*

7.3. CORRELACION DE LA POROSIDAD DE REGISTROS GEOFISICOS

Como se observa en las Figuras 7.5 y 7.6 se han colocado en cada uno de los pozos, sus respectivos porcentajes de porosidad; tomados de datos computarizados y promediados con la profundidad y con las edades.

Las flechas marcadas a los lados de los pozos indican la dirección en la cual se incrementa la porosidad. El comportamiento de la porosidad en cada pozo, su incremento o disminución, se analizan en el tema referente a interpretación.

7.4 ANALISIS DE NUCLEOS Y LAMINAS DELGADAS

A continuación se presentan de manera resumida, las descripciones de los núcleos de cada pozo. Del pozo No. 2 se muestran fotografías de un núcleo (y su respectivo tapón), así como una lámina delgada con su respectiva descripción.

P O Z O No. 1

NUCLEO 2

Intervalo: 3449-3458 m
 Recuperación: 4,1 m (45.6%)
 Longitud estudiada: 0.70 m
 Porosidad: regular
 Tipo de porosidad: en fracturas
 Edad: Cretácico superior
 Descripción Litológica:
 Mudstone con foraminíferos planctónicos, color blanco, ligeramente bentonítico, con intercalaciones delgadas de bentonita gris azulosa

NUCLEO 3

Intervalo: 3540 - 3549 m
 Recuperación: 4m (45%)
 Longitud estudiada: 0.40 m
 Porosidad: Pobre
 Tipo de porosidad: en fracturas
 Edad: Cretácico medio
 Descripción Litológica:
 Mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, color café claro y obscuro, con bandas y nódulos de pedernal negro, estilolitas horizontales

*Consultar anexo al final.

y bandas de pedernal gris ahumado. Se observan fracturas finas verticales y horizontales y estilolitas horizontales, 0.30 m de dolomía microcristalina crema con fracturas verticales. Los fragmentos del núcleo no tienen control numérico.

les y verticales, fracturas finas, algunas selladas con calcita. Observaciones: el fracturamiento es vertical y está sellado con calcita, algunas fracturas están sin sellar.

P O Z O No. 2

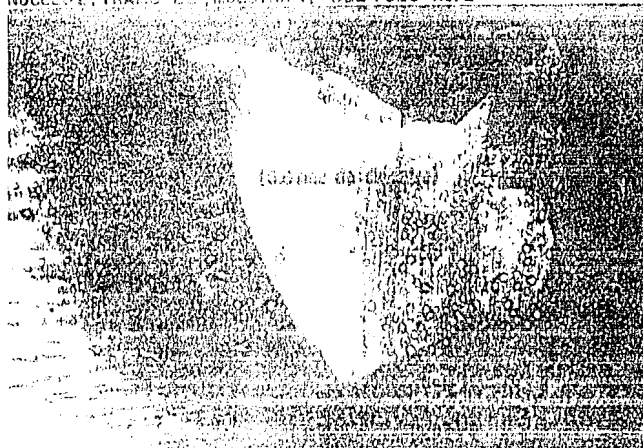
NUCLEO 1

Intervalo: 3775 - 3783.5m
 Mudstone-wackestone de pelágicos
 Granos: Fósiles
 Descripción faunística: Nannoconus Boneti, colomi, nannoconus bermudezi, nannoconus-steimani, microcalamoides diversus, escasos tintínidos y escasos globigerínidos calcificados
 Edad: cretácico superior (Ks)
 Porosidad: escasas microfracturas

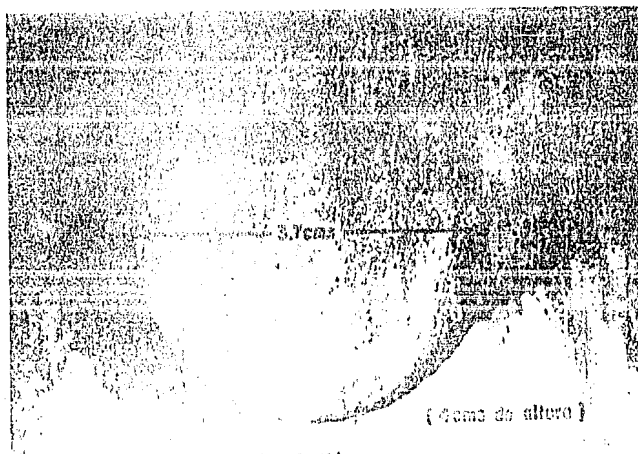
NUCLEO 2

Intervalo: 3875 - 3884 m
 Recuperación: 8.67 m (89%)
 Parte No. 2 Mudstone gris cremoso criptocristalino, compacto, escasas microfracturas selladas con calcita blanca, fracturamiento subconcoidal y presenta bioperturbaciones.
 Parte No. 9 Marga que gradúa a mudstone café oscuro, en parte café oscuro por ligera impregnación de aceite muy viscoso, presenta estratificación laminar horizontal.
 NOTA: algunos tramos sin control consistieron en packstone de intraclastos de color café claro a crema.

NUCLEO 2, TRANSFORMACION 1, DEL POZO No. 2

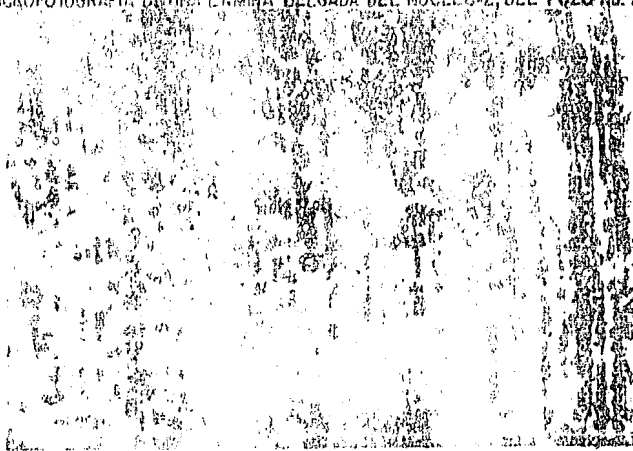


(NUCLEO)



(LAMINA)

MICROFOTOGRAFIA DE UNA LAMINA DELGADA DEL NUCLEO-2, DEL POZO No. 2



DESCRIPCION DE LA LAMINA DELGADA

CALIZA MICROCRISTALINA

Roca constituida por calcita microcristalina con algunos parches de calcita clara.

Se observan cristales rómbicos de dolomita distribuidos erráticamente. También se presentan como accesorios cristales anhedrales de cuarzo así como material terrígeno a tamaño de limo.

NOTA: Se observa una matriz micrítica, con prácticamente escasos poros interpartícula.

P O Z O No. 3

NUCLEO 1

Intervalo: 3120 - 3129 m
 Recuperación: 1.30 m, (14%)
 Longitud estudiada: 0.10 m
 Porosidad: buena
 Tipo de porosidad: en fracturas y cavernas de disolución
 Edad: brecha paleoceno
 Descripción litológica: Brecha de litoclásticos dolomitizada, con cavernillas de disolución y fracturas, ambas parcialmente selladas con dolomita e impregnadas de aceite.
 Observaciones: Se observó buena porosidad debida a las fracturas y cavernillas de disolución, las cuales están parcialmente selladas con dolomita e impregnadas con aceite. El fracturamiento se intersecta formando una malla rectangular, lo que da origen a brechamiento por colapso.

NUCLEO 3

Intervalo: 3129 - 3138 m
 Recuperación: 3.0 m (33%)
 Longitud estudiada: 0.20 m
 Porosidad: Buena
 Tipo de porosidad: en fracturas y cavernas de disolución
 Edad: brecha paleoceno
 Descripción litológica: Brecha de litoclásticos, algunos silicificados dolomitizada de color crema, con cavernillas de disolución, fracturas, ambas parcialmente selladas con dolomita e impregnadas de aceite.
 Observaciones: Se tiene buena porosidad debido a fracturas y cavernillas de disolución, las cuales están parcialmente selladas con dolomita e impregnadas con aceite.

P O Z O No. 4

NUCLEO 1

Intervalo: 3340 - 3349 m
 Packstone de intraclastos
 Granos: Intraclastos
 Fósiles: escasa sucoperculina

NUCLEO 2

Intervalo Nucleado: 3403 - 3412 m
 Recuperación: 8,86 m (98.5%)
 Estado de la Muestra: bueno
 Muestreo: Dowdco 4 5/8" con co-

globosa y dicyclina slumbergeri

Edad: cretácico superior

Ambiente: de plataforma

Porosidad: interpartícula

rona 5 27/32"

Porosidad: nula

Impregnación: sin impregnación

Fluorescencia: _____

Fauna: No se observa

Echado: estratificación horizontal
entre el mudstone y la lutita

Descripción: núcleo constituido en su totalidad por un mudstone dolomítico color gris claro compacto, con intercalaciones de lutita bentonítica gris azulado laminar ligeramente calcárea.

Observaciones:

1. Al romper la muestra despide ligero olor a hidrocarburos
2. No tiene sabor salado

NUCLEO 3

Intervalo nucleado: 3464-3468- 40 m.

Recuperación: 4.40 m (100%)

Estado de la muestra: bueno

Muestrero: Dowco 4 5/8" x 2 1/2" x 30 ft

Porosidad: intercrystalina

(primaria) en fracturas (buena) y primaria intercrystalina (pobre).

Impregnación: buena, parte inferior

Fluorescencia: 30 - 40 %

Fauna: pendiente

Echado: en la parte media se observa estratificación horizontal

Descripción: Parte superior 1.80m.

Mudstone criptocrystalino, color crema y dolomía microcrystalina fina, co-

NUCLEO 4

Intervalo nucleado: 3575 - 3575.8 m

Recuperación: 27 cm (33.7%)

Estado de la muestra: regular

Muestrero: Dowco 5 29/32" x 4 5/8"

x 30 ft.

Porosidad: no se observa

Fluorescencia: no se observa

Fauna: pendiente

Echado: no se observa

Descripción: núcleo constituido en su totalidad por: mudstone café crema, duro y compacto.

Observaciones:

1. El núcleo consta de cinco fragmentos de 8, 4, 5, 8, y 2 cm de

lor gris claro compacta.

Parte Media 1.90 m Mudstone arcilloso color gris oscuro compacto con estratificación horizontal y pequeñas fracturas con aceite residual

Parte Inferior 70 cm. Mudstone criptocristalino. Dolomía microcristalina color crema oscuro con color café oscuro con impregnación de aceite ligero

Observaciones:

1. No tiene sabor salado
2. Al romper la muestra despidió fuerte olor a hidrocarburos
3. El núcleo se recuperó en 37 fragmentos.

longitud.

2. El fragmento No. 4 presenta una fractura en su parte superior rellena por lutita gris oscura, semidura y calcárea.
3. No presenta sabor salado
4. No desprende olor a hidrocarburos
5. No presenta laminaciones o echado

P O Z O No. 5

NUCLEO 1

Intervalo: 2600 - 2609 m

Recuperación: 8m (89%)

Longitud estudiada: 0,30 m

Porosidad: nose observa

Tipo de porosidad:

Edad: mioceno inferior

Descripción litológica:

Lutita café claro, ligeramente calcárea, laminar.

NUCLEO 3

Intervalo: 4151 - 4158 m

Recuperación: S/C

Longitud estudiada: 0,30 m

Porosidad: no se observa

Tipo de porosidad: Secundaria intercristalina

Edad: Jurásico superior kimmeridgiense

Descripción litológica: Dolomía microcristalina, negra, arcillosa con fragmentos de moluscos y restos de peces.

Observaciones:

No se observan fracturas

7.5 INTERPRETACION

El contenido litológico predominante en los pozos estudiados, fue básicamente: dolomía, caliza (con pedernal) y lutita. Esta litología, muy probablemente se vea influenciada por la deformación estructural.

Para el pozo No. 2, Figuras 7.5 y 7.6, se tienen valores muy bajos de porosidad, lo cual acarrea problemas en su interpretación puesto que este pozo tiene una zona de abundante dolomía, lo que haría pensar en una buena porosidad, pero sucede lo contrario; concluyéndose que una zona dolomitizada no necesariamente significa buena porosidad.

Esto puede deberse posiblemente a diversas reacciones físico-químicas que tuvieron lugar dando como resultado una amplia cementación, o bien a fenómenos de presión-solución ocurridos en esta zona, que provocaron una disminución significativa de los espacios vacíos.

Para tenerse un contexto más completo en la interpretación de la formación almacenadora, se muestran a continuación los estudios realizados a muestras de núcleos de los pozos 1 y 4.

Estudios del Pozo No. 1

Litoestratigrafía. Los núcleos para este estudio están esencialmente compuestos de dos tipos de rocas;

1. Dolomía, confinada al núcleo 2.
2. Caliza pelágica, con alto contenido de arcilla y pedernal, representada por los núcleos 3 y 4.

La dolomita es medio cristalina, sucrosa, con rombos euhedrales y subhedrales frecuentemente terminando dentro de porosidad abierta. La porosidad presenta rangos arriba del 20%, representada aproximadamente por 10% de porosidad intercristalina, y 10% de porosidad mólida (de granos)

lixiviada.

Un 9% de porosidad mediovesicular lixiviada se encuentra presente en la muestra inferior, mostrando también un 2% de porosidad intercristalina, aproximadamente.

La caliza pelágica es una cretalitificada compuesta de foraminíferos planctónicos y bentónicos, radiolarios, ostrácodos, etc. La matriz se encuentra litificada por cemento micrítico a microespático. Únicamente en la porción superior del núcleo 4 se tiene una porosidad intercristalina del 9% con algo de teñido de aceite.

El núcleo 3 presenta un buen porcentaje de porosidad intercristalina. La calcita rellena parcialmente las fracturas que están presentes en los núcleos 3 y 4.

Conclusiones. Los mejores yacimientos potenciales de hidrocarburos están presentes en las calizas dolomitizadas del núcleo 2. Esta dolomita contiene alta permeabilidad horizontal y diversos tipos de porosidades secundarias. Las calizas pelágicas representadas por los núcleos 3 y 4, constituyen generalmente un yacimiento de hidrocarburos muy pobre debido a las inherentes bajas permeabilidades, y puede considerarse como una fuente y/o sello de hidrocarburos únicamente en la parte más alta de la porción del núcleo, se encuentran porosidades apreciables con teñido de hidrocarburos.

Es posible que con estimulación adicional en el yacimiento, este intervalo podría producir hidrocarburos.

Estudios del Pozo No. 4

Litoestratigrafía. Los núcleos aprovechables para este estudio están esencialmente compuestos de dos tipos de rocas:

1. Caliza de arena carbonatada. (confinada al núcleo 1)
2. Marga pelágica (representada por el núcleo 2).

En la caliza de arena carbonatada se tiene una fábrica grains-

tone y una textura cretosa. Algunos de los granos están bien preservados mientras que otros están rotos y recrystalizados. Los rangos de porosidad efectiva se encuentran arriba de 25% aproximadamente y se encuentra representada por porosidad intergranular, con cantidades apreciables de porosidad biomóldica y porosidad intraesqueletal.

Las fracturas transversales y verticales presentes, incrementan la permeabilidad. Cantidades variables de cemento de calcita espática ocluyen parcialmente las porosidades.

La marca pelágica es blanca grisásea a café grisásea en color, conteniendo una fábrica wackestone a packstone.

Las concentraciones horizontales de los granos, y los granos orientados paralelos a subparalelos, indican la ausencia de madrigueras en estas litofacies.

Conclusiones. El núcleo 1 de este pozo, consiste de un yacimiento de hidrocarburos representado por una caliza de arena carbonatada, intraclástica, fosilifera, pelletoidal, compuesta por componentes de aguas tanto someras como profundas; y sobreyace una marga pelágica de mar abierto en aguas profundas la cual representa el núcleo 2 convencional.

Los granos de la caliza de arena carbonatada en el núcleo 1 se derivan de dos ambientes de depositación diferentes los cuales indican mezcla y transportación.

Esta combinación representa muy probablemente un depósito de turbidita; sin embargo, sin el acceso a secciones nucleadas continuas con estructuras sedimentarias distintivas, y sin la información acerca del contacto superior de esta unidad, no se puede decir con certeza el tipo de ambiente depositacional.

C A P I T U L O 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio de la porosidad y sistemas porosos en una formación almacenadora de hidrocarburos es de gran importancia, por su influencia en la cuantificación de reservas petrolíferas.

La clasificación de Choquette y Pray sobre los tipos básicos de porosidad es un estudio muy completo de los diferentes tipos de porosidad - existentes en las rocas sedimentarias, especialmente en los carbonatos.

Los procesos diagenéticos en los carbonatos son sumamente importantes puesto que sustentan las bases para comprender el comportamiento de la porosidad a profundidad. Se analizaron los estudios de Choquette y Pray, Clyde H. Moore y Mark W. Longman, cuyos trabajos se consideran como modelos conceptuales en el desarrollo, modificación o destrucción de la porosidad.

La dolomitización tiende a incrementar la porosidad y permeabilidad, por lo que se consideran a las dolomitas como las más importantes rocas almacenadoras de hidrocarburos en las rocas carbonatadas.

El fracturamiento en los carbonatos aumenta relativamente poco la porosidad, sin embargo, incrementa significativamente la permeabilidad del yacimiento.

Los modelos geométricos de Wardlaw y Cassan sobre el comportamiento de la porosidad y su relación con la eficiencia de recuperación de los hidrocarburos son utilizados como una buena representación gráfica y geométrica de los sistemas porosos.

La porosidad en las rocas terrígenas se ve disminuida a profundidad, no obstante, procesos como la lixiviación, disolución, reacciones físico-químicas de los minerales presentes, etc., producen un efecto reversible incrementándose la porosidad.

El fenómeno de presión-solución destruye principalmente a la po

rosidad en las areniscas cuarzosas, mientras que en las areniscas feldespáticas y líticas lo es la cementación, la calcita, después del cuarzo, es el material cementante más común en las areniscas.

La compactación de sedimentos suprayacentes provoca migraciones de fluidos en los terrígenos, provocando reacciones físico-químicas con los minerales presentes (principalmente autígenos), produciendo cambios significativos en los espacios vacíos.

Se presentan las características más importantes entre rocas carbonatadas y areniscas, realizadas por Choquette y Pray.

Las porosidades existentes en rocas no sedimentarias (ígneas y metamórficas) influyen poco o prácticamente nada, en la acumulación de yacimientos petrolíferos.

La importancia de la porosidad en la migración y almacenamiento de hidrocarburos, ha originado fenómenos tales como el de migración primaria y secundaria, los cuales son fenómenos importantes y básicos en la formación y acumulación de yacimientos petrolíferos.

El estudio completo de cada uno de los métodos utilizados en la evaluación cuantitativa de la porosidad (directos e indirectos), son una herramienta importante en la caracterización de una formación almacenadora de hidrocarburos.

Este trabajo se preparó para utilizarse como una fuente de consulta para toda aquella persona interesada en estos aspectos.

Profundizar más sobre los estudios y conceptos de los diversos investigadores, vistos a lo largo de este trabajo, para lograr una idea más amplia de aquellos fenómenos relacionados con la porosidad.

Como ejemplo se tienen los procesos diagenéticos de la porosidad en los carbonatos, los cuales son claves en la comprensión del comportamiento

de los sistemas porosos a profundidad,

Se recomienda la utilización de la Figura 1.12 (términos modificadores de la porosidad) como fuente de consulta para la descripción detallada de los sistemas porosos. Ya que detectar, evaluar y clasificar los diferentes tipos de porosidad, requiere de un cuidado muy especial, puesto que es una de las responsabilidades más importantes de los geólogos dedicados a estos aspectos.

La historia diagenética o bien la interpretación geológica deben realizarse lo más detallado y completo posible, en la elaboración de un informe o como conclusión final de un trabajo.

Las descripciones realizadas a los núcleos, exige un estudio lo más detallado posible ya que su extracción del sub suelo resulta muy costoso. Debido a esto se requiere de estudios muy completos a los núcleos en donde se deben incluir análisis de láminas delgadas, moldes porosos por medio de inyección de resinas, curvas de presión capilar-mercurio, estudios a tapones, así como técnicas de impresión de textura (Peels).

Estas técnicas permiten un análisis completo a los núcleos, sacándoles el mejor provecho posible.

R E F E R E N C I A S

1. Levorsen, A.I., 1967, *Geology of Petroleum*, ed., W.H. Freeman and Company, Second Edition, Chapter 4, 97-143, San Francisco.
2. Monicard, R.P., 1980, *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*, Editions Technip. 165 p. Paris.
3. Amyx, J.M., Daniel M. Bass Jr, and Robert, L. Whiting, 1960, *Petroleum Reservoir Engineering (physical properties)*, ed., McGraw-Hill Book Company, Chapter 2, P. 36-38,66., New York.
4. Choquette, P. W., and L. C. Pray, 1970, *Geologic Nomenclature and Clasification of Porosity in Sedimentary Carbonates*, A.A.P.G. Bulletin, V. 54, No. 2, P. 207-250, 13 Figs., 3 Tables.
5. De Wiest, Roger, J.M., 1965, *Geohydrology*, ed., John Wiley & Sons, Inc., P. 136. New York
6. Aznar, J.M., y José Gómez Salinas, 1972, "Principios de Mecánica de Yacimientos". Apuntes de clase, UNAM. Facultad de Ingeniería.
7. Carver, R.E., 1971, *Procedures in Sedimentary Petrology*, ed., John Wiley & Sons, Inc., 653 P. New York.
8. Oil & Gas Consultants Inc., 1981, *Advanced Reservoir Geology*. OGCI. Petroleum Industry Continuing Education Program. August 3-7. Maidenhead, England P. 262-279.
9. Jardine, D., D.P. Andrews, J.W. Wishart and J.W. Young, 1977, *Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs*. Journal of Petroleum Technology, Vol. 29, P. 873-885.
10. Murray, R.C., 1966, *Origin of Porosity in Carbonate Rocks*. Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 30, No. 1, P. 59-84.
11. Pettijohn, F.J., 1975, *Sedimentary Rocks*, ed., Harped and Publisaers, Inc., Third Edition, 628 P. New York.
12. Scholle, P.A., 1979, *Porosity Prediction in Shallow vs. Deep Water Limestones. Primary Porosity Preservation Under Burial Conditions*, A.A.P.G. Continuing Education Course Note Series No. 11, P. D1-D12.
13. Davies, G.R., 1979, *Dolomite Reservoir Rocks: Processes, Controls, Porosity Development*, A.A.P.G. Continuing Education Course Note Series No. 11 P. C1-C16.
14. Lucia, F.J., 1982, *Diagenesis of a Crinoidal Sediment*. Journal of Sed. Petrology, Vol. 32, No. 4, P. 848-865.

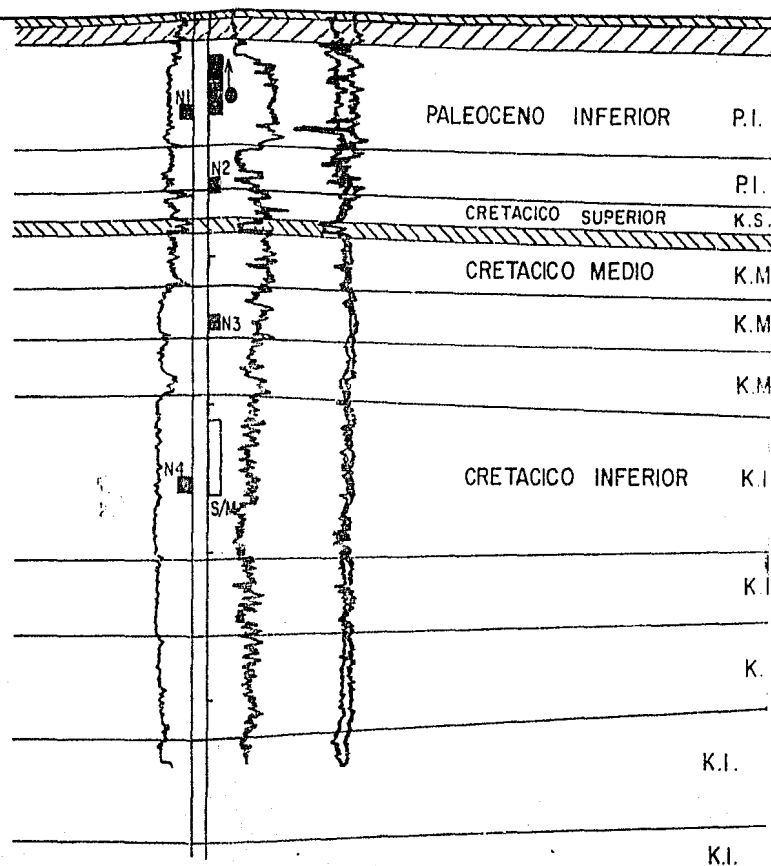
15. Wardlaw, N.C., 1979, Pore Systems in Carbonate Rocks and Their Influence on Hydrocarbon Recovery Efficiency, A.A.P.G. Continuiue Education Course Note Series No. 11, P. E1-E24.
16. Stout, J.L., 1964, Pore Geometry as Related To Carbonate Stratigraphic Traps, A.A.P.G. Bulletin, Vol. 48, No 3, P. 329-337.
17. Oil & Gas Consultants Inc., 1981, Advanced Reservoir Geology. OGCI. Petroleum Industry Continuiue Education Program. August 3-7. Maidenhead, England. P. 145-175.
18. Hayes, J.B., 1979, Sandstone Diagenesis The Hole Truth, Soc. Econ. Paleo. and Min. Special Publication No. 26, P. 127-140, Tulsa Oklahoma.
19. Pittman, E.D., 1972, Diagenesis of Quartz in Sandstones and Revealed by Scanning Electron Microscopy. Jour. Sed. Petrology, Vol. 42, No. 3, P. 507-519
20. Wilson, M.D., and E.D. Pittman, 1977, Authigenic Clays in Sandstones: Recognition and Influence on Reservoir Properties and Paleoenvironmental Analysis, Jour. Sed. Petrology, Vol. 47, No. 1 P. 3-31.
21. Surdan, R.C., and J.R. Boles, 1979, Diagenesis of Volcanic Sandstones, Soc. Econ. Paleo. and Min. Special Publication No. 26, P. 175-207. Tulsa Oklahoma.
22. Maxwell, J.C., 1964, Influence of Depth, Temperature, and Geologic AGE on Porosity of Quartzose Sandstone, A.A.P.G. Bulletin, Vol. 48, No. 5, P. 697-709.
23. Schmidt, Volkmar and D.A. McDonald, 1979, The Role of Secondary Porosity in the Course of Sandstones, Soc. Econ. Paleo. And Min. Special Publication No. 26, P. 175-207. Tulsa Oklahoma.
24. Schmidt, Volkmar and D.A. McDonald, 1979, Texture and Recognition of Secondary Porosity in Sandstones, Soc. Econ. Paleo. and Min. Special Publication No. 26, P. 209-225. Tulsa Oklahoma.
25. Beard, D.C., and P.K. Weyl, 1973, Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand, A.A.P.G., Bulletin, Vol. 57, No. 2, P. 349-369.
26. Ladd, L.S., and S.P. Dutton, 1978, Cementation of a Pennsylvanian Deltaic Sandstone: Isotopic Data, Jour. Sed. Petrology, Vol. 48, No. 4, P. 1167-1176.
27. Ali, and G.M. Friedman., 1977, Diagenesis of Sandstones, A.A.P.G. Reprint Series No. 20.
28. Galloway, W.E., 1979, Diagenetic Control of Reservoir Quality in Arc-Derived Sandstones: Implications for Petroleum Exploration, Soc. Econ. Paleo. and Min. Special Publication No. 26, P. 251-262. Tulsa Oklahoma.

29. Moore, C.H., 1979, Porosity in Carbonate Rock Sequences, A.A.P.G. Continuing Education Course Note Series No. 11, P. A1-A124.
30. Folk, R.L., and Lynton S. Land. 1975, Mg/Ca Ratio and Salinity: Two Controls over Crystallization of Dolomite, A.A.P.G. Bulletin, Vol. 59, No. 1, P. 60-68
31. Folk, R.L., 1974, The Natural History of Crystalline Calcium Carbonate: Effect of Magnesium Content and Salinity. Jour. Sed. Petrology, Vol. 44, P. 40-53.
32. Longman, M.W., 1980, Carbonate Diagenetic Textures from Nearsurface Diagenetic Environments, A.A.P.G., Bulletin. Vol. 64, No. 4, P. 461-487.
33. Tissot, B.P. y D.H. Welte., 1982, El Petróleo su formación y localización. P. 295-297 y 342-349. CONACYT, México.
34. Berg, R.R., 1975, Capillary Pressures in Stratigraphic Traps, A.A.P.G. Bulletin, Vol. 59, No. 6, P. 939-956.
35. Schowalter, T.T., and Paul D. Hess., 1982, Interpretation of Subsurface Hydrocarbon Shows, A.A.P.G. Bulletin, Vol. 66, No. 9, P. 1302-1327.
36. Documento Schlumberger, 1972, Interpretación de Perfiles. Volumen I. Fundamentos. 156 P., New York.
37. Rivero, G.O., 1975, Registros de Pozos Parte 1. Teoría e Interpretación. Capítulos: 10, 11 y 13, México, D.F.
38. U.S., Department of Energy., July 1, 1979 - Nov. 30, 1980, Pore Geometry, and Diagenetic History on Tertiary Recovery of Petroleum Carbonate Reservoirs. Final Report.
39. Swanson, R.G., 1981, Sample Examination Manual, A.A.P.G. Bull. Shell Oil Company, Exploration Training, 31P., and Appendix I. Tulsa, Oklahoma.
40. Wardlaw, N.C., 1976, Pore Geometry of Carbonate Rocks as Revealed by Pore Casts and Capillary Pressure, Vol. 60, No. 2, P. 245-257.
41. Nuss, W.F., and R.L. Whiting, 1947, Technique for Reproducing Rock Pore Space, A.A.P.G. Bull, Vol. 31, No. 11, P. 2044-2049.
42. Chilingar, G.V., Robert W. Mannon, and Herman H. Rieke III, 1972, Oil and Gas Production from Carbonate Rocks, American Elsevier Publishing Company, Inc.
43. Bates & Jackson., 1980, Glossary of Geology, American Geological Institute, Second Edition, 749 P., Virginia. U.S.A.
44. De Wiest, R.J.M., and Stanley N. Davies., 1966, Hydrogeology, ed., John Wiley & Sons, Inc., Cap. 9, P. 318-345. New York.

45. Blyth. F.G.H., 1960, A Geology for Engineers, Fourth Edition, P. 252-253, Edward Arnold (Publishers) LTD. London.
46. Trefethen, J.M., 1962, Geología para Ingenieros, Editorial C.E.C.S.A., Segunda Edición, P. 663, U.S.A.

POZO 1

A



LEYENDA

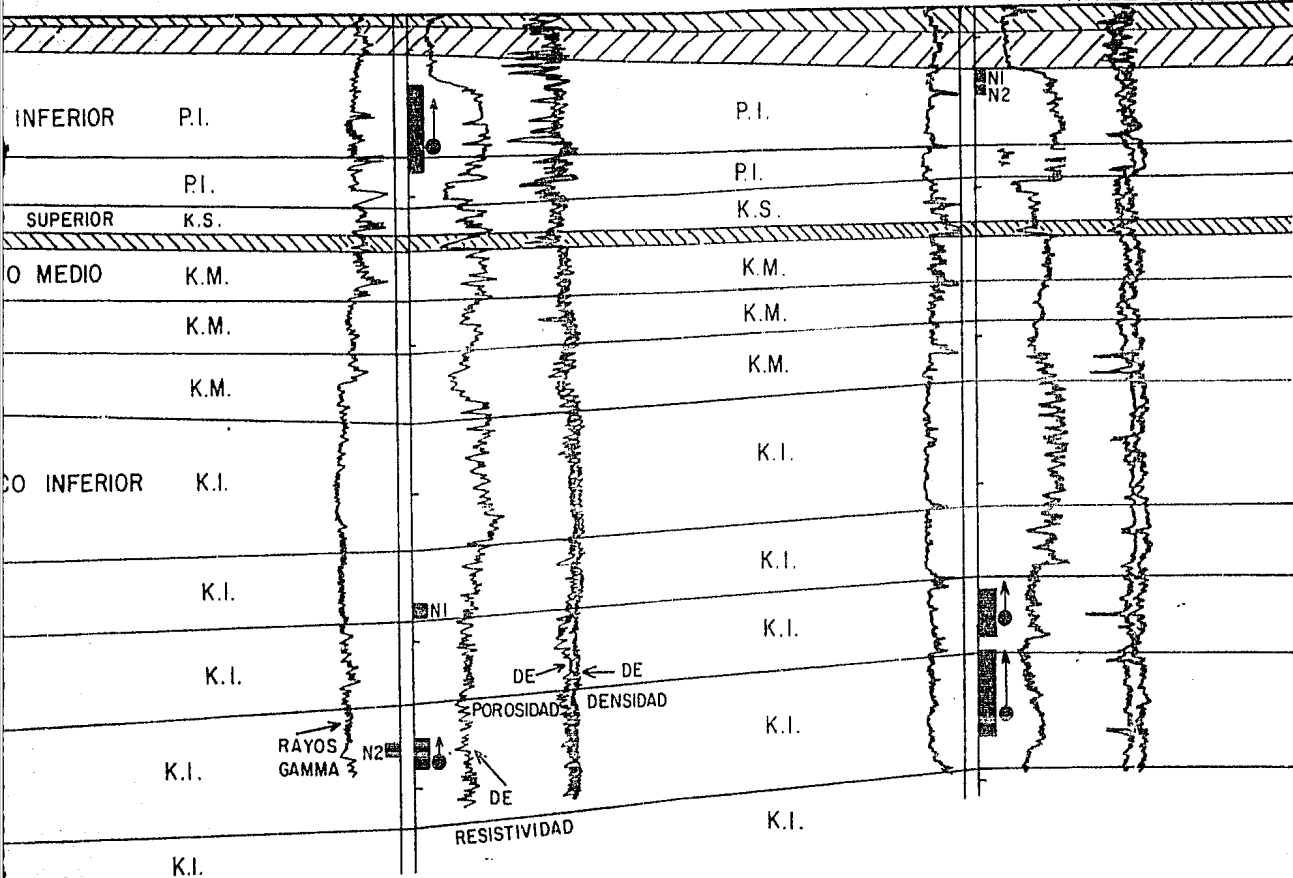


FIG.7.2.- SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA A-A' DE LA FORMACIO

POZO 2

POZO 3

NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO
ENTRADA DEL YACIMIENTO



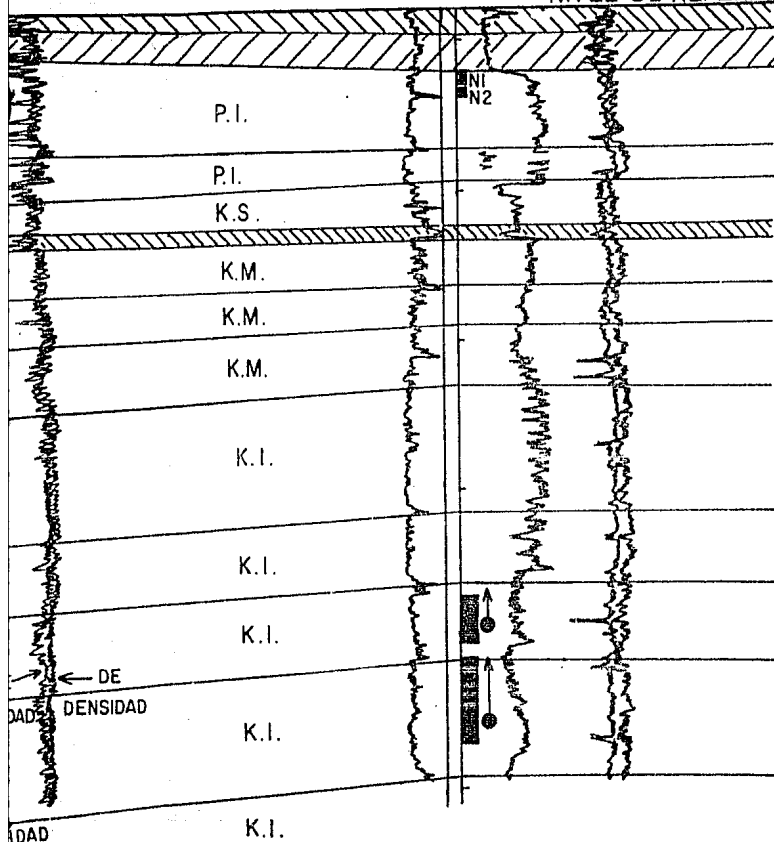
DE LA FORMACION ALMACENADORA DE HIDROCARBUROS.

ES
ES

POZO 3

NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO
ENTRADA DEL YACIMIENTO

A'

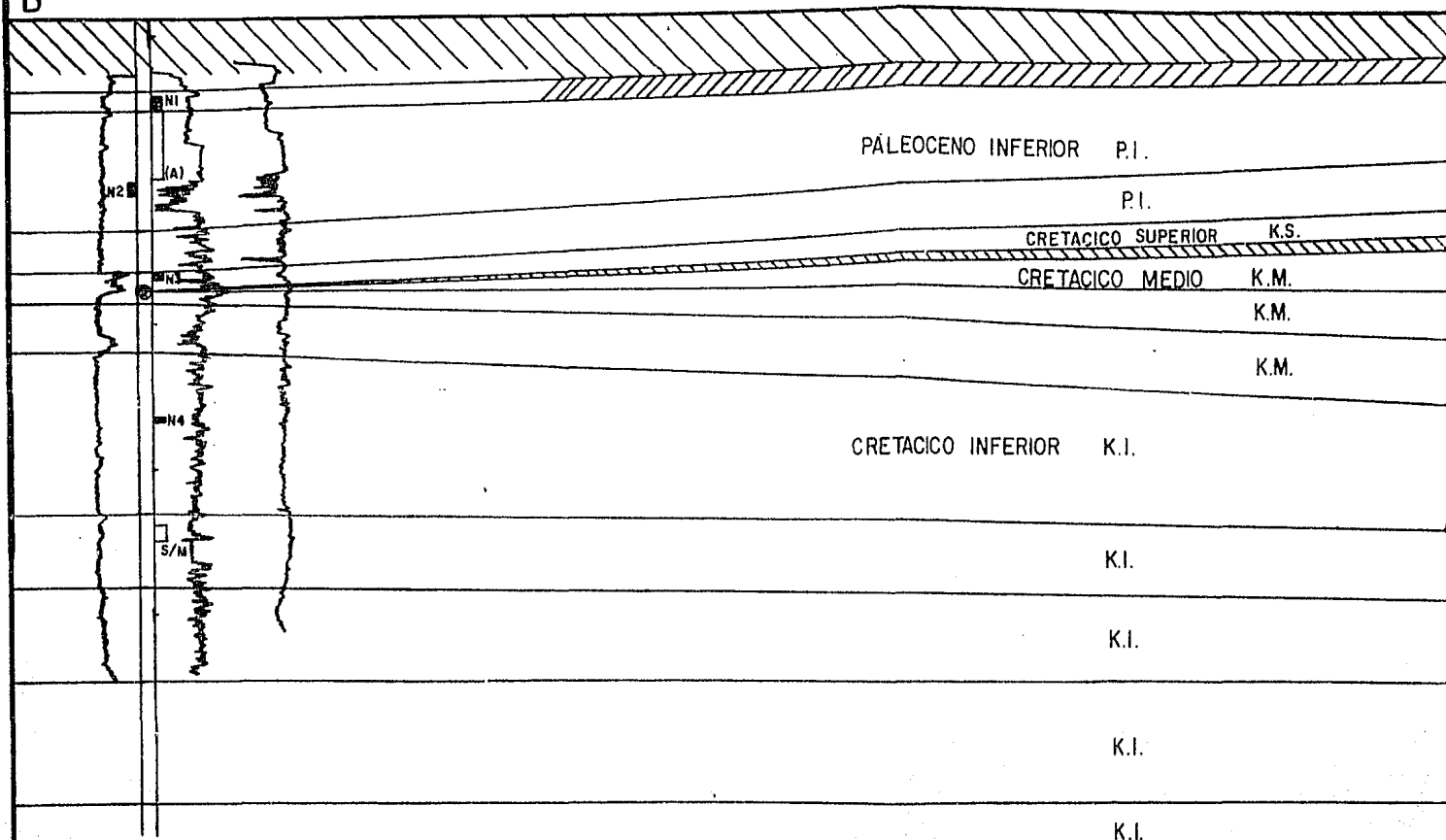


HIDROCARBUROS.

ESC.VERT. 1:4 000
ESC.HORIZ. 1:10 000

POZO 4

B



LEYENDA







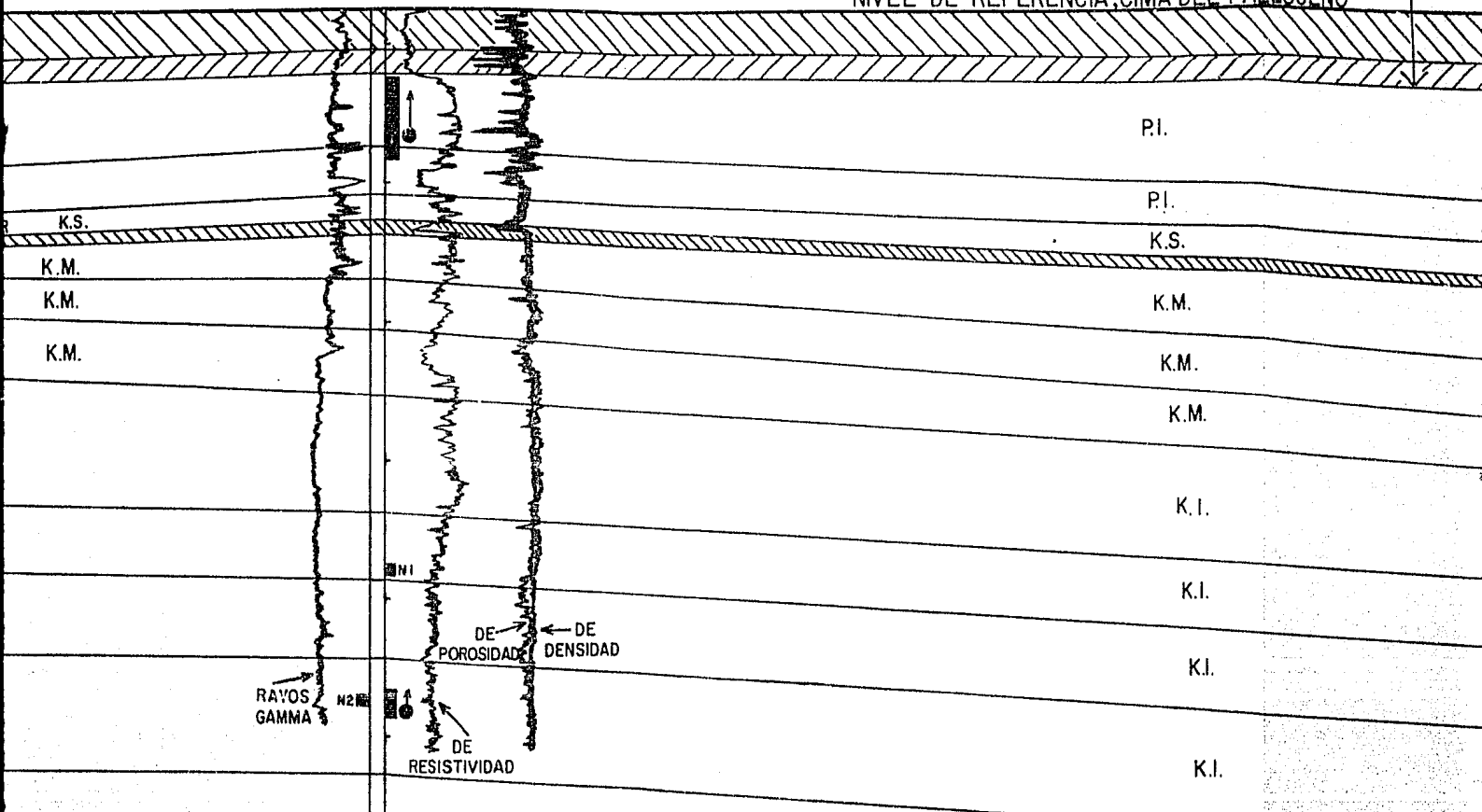
-  INTERVALO DISPARADO PRODUCTOR
-  TAPONADO POR AGUA (A)
-  SIN MANIFESTACION S/M
-  MUESTRA DE NUCLEO N
-  PASO DE FALLA
-  CUERPO ARCILLOSO

FIG.7.3.-SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA B-B' DE LA FORMACION

POZO 2

ENTRADA DEL YACIMIENTO
NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO



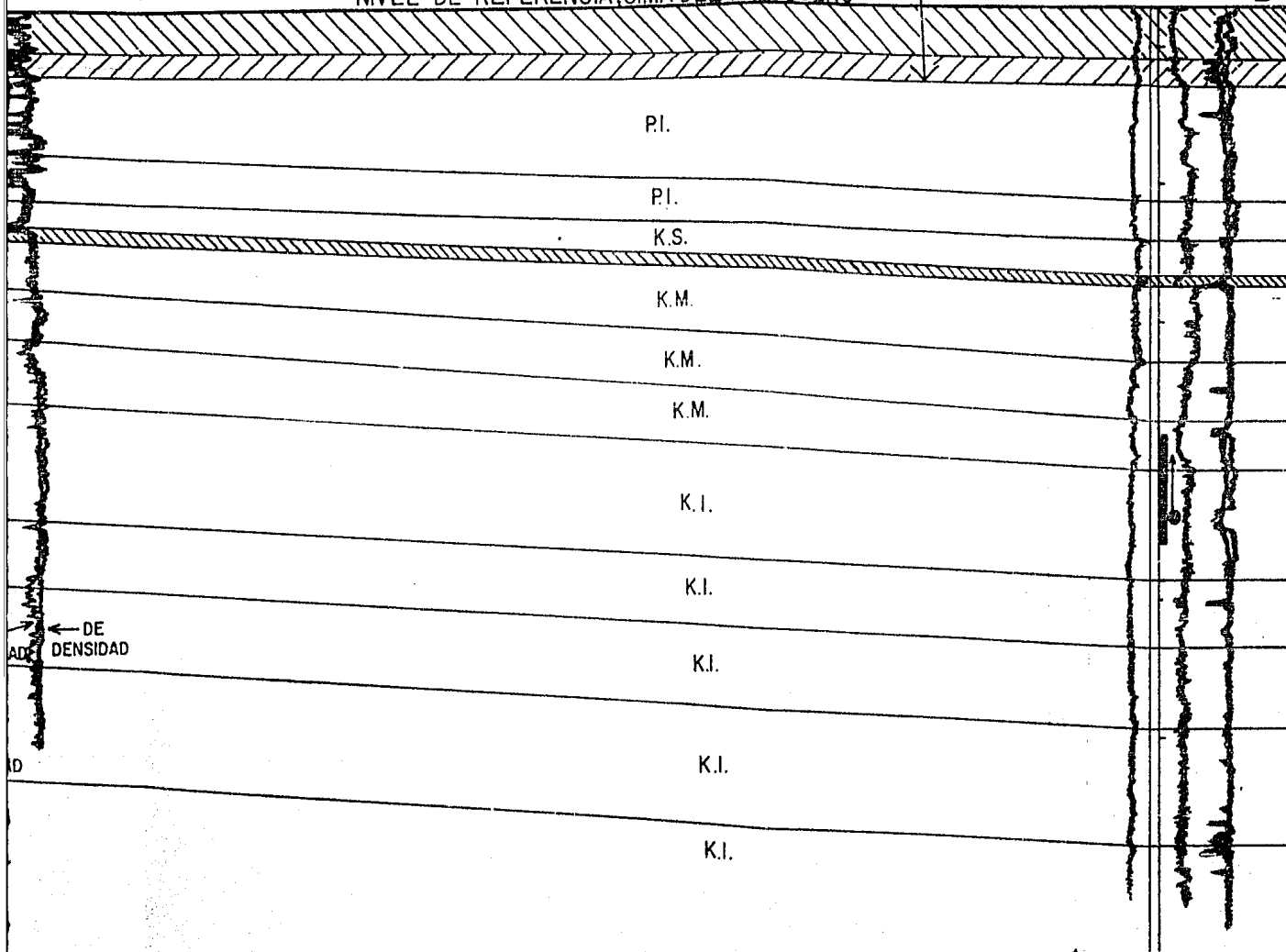
DE LA FORMACION ALMACENADORA DE HIDROCARBUROS.

ESC.
ESC.

POZO 5

ENTRADA DEL YACIMIENTO
NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO

B'

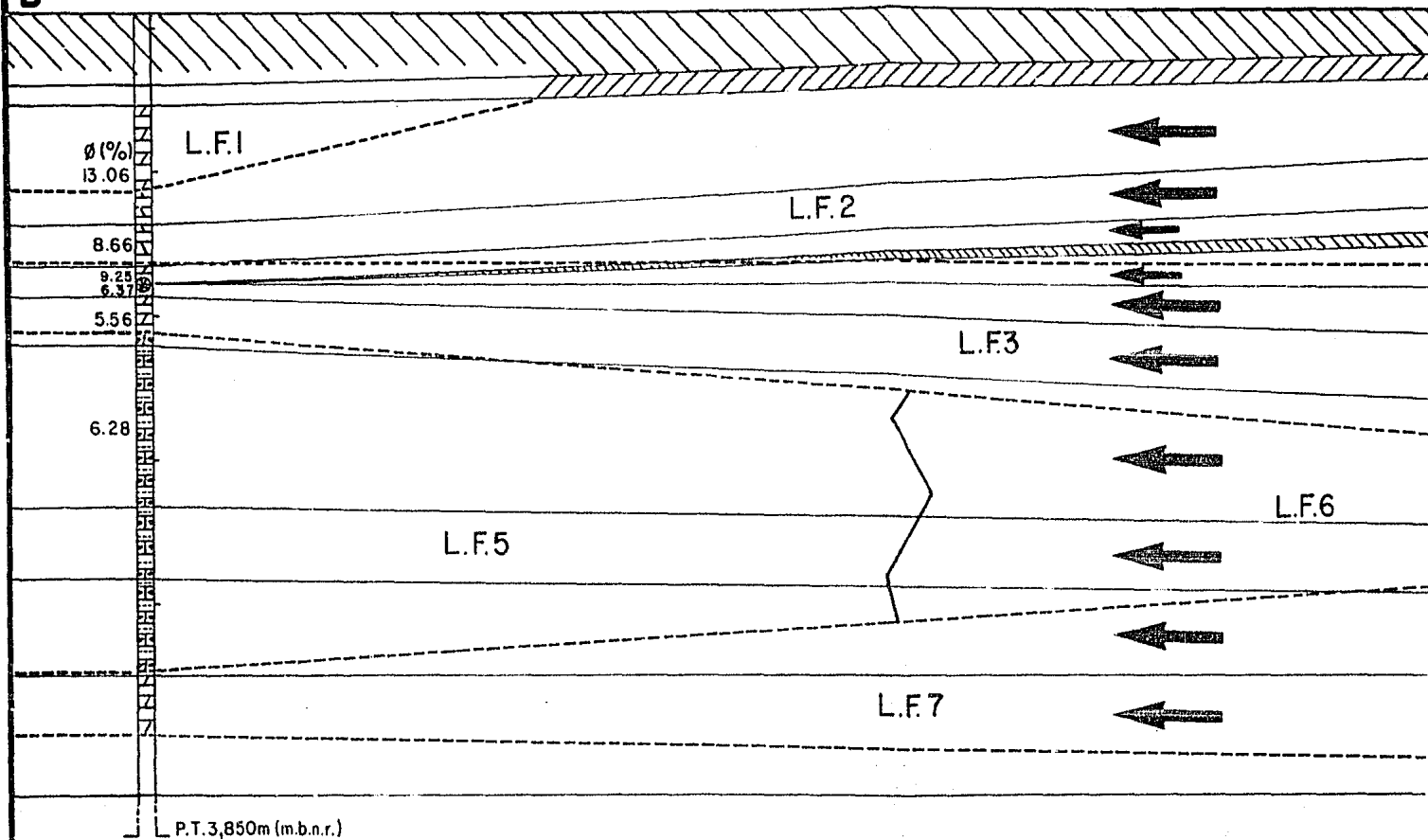


IDROCARBUROS.

ESC. VERT. 1:4 000
ESC. HORIZ. 1:20 000

POZO 4

B



LE YENDA

L.F. = LITOFACIES

← DIRECCION DE INCREMENTO EN LA POROSIDAD



CALIZA CON DOLOMIA



DOLOMIA CON CALIZA



CALIZA CON LUTITA Y PEDERNAL

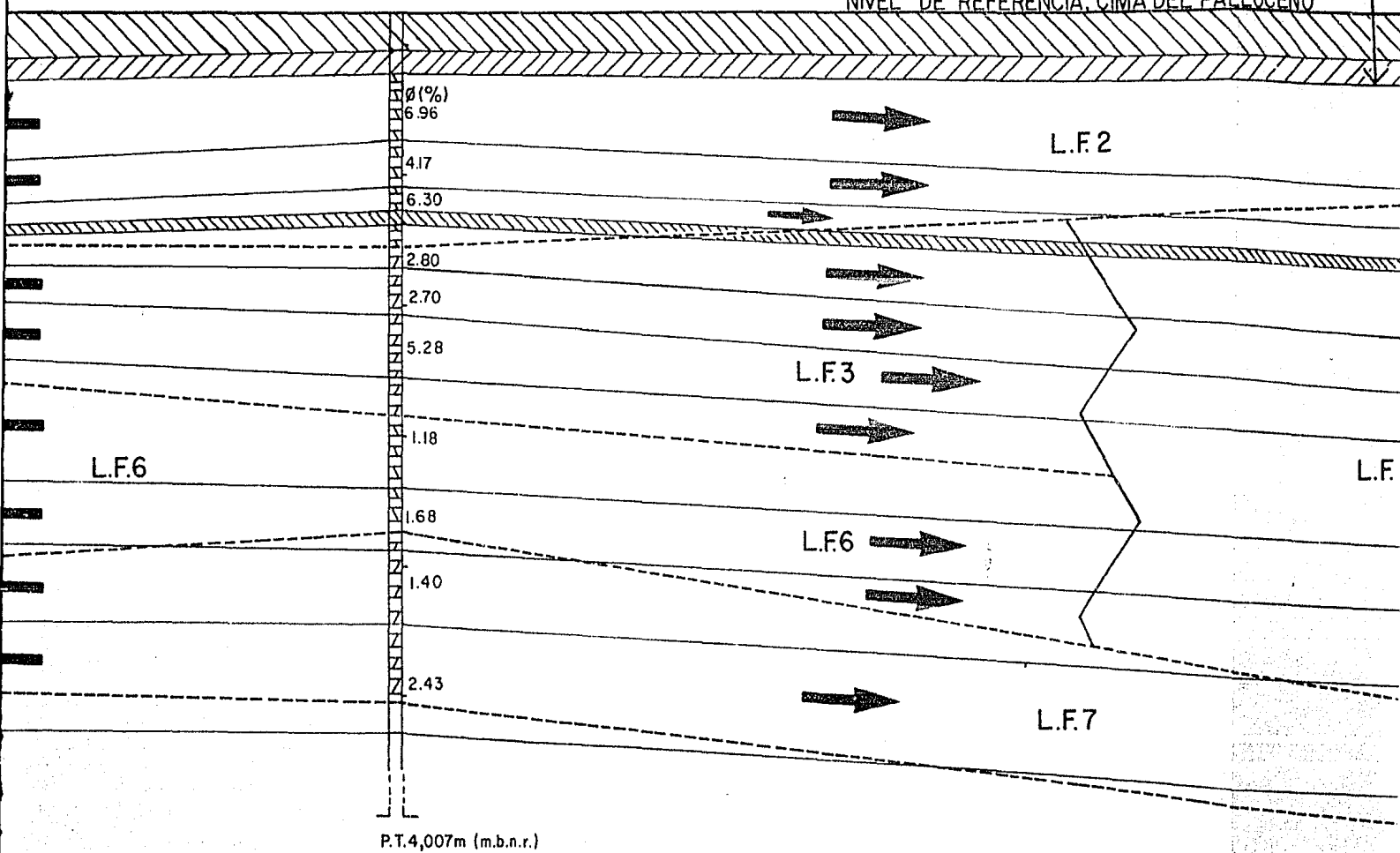


CALIZA

FIG.76.-SECCION TRANSVERSAL B-B' ILUSTRANDO LAS DIFERENTES LITOFACIES Y LA DIRECCION DE INCREMENTO EN LA POROSIDAD, ASI COMO LOS PORCENTAJES DE POROSIDAD PARA CADA LITOFACIA.

POZO 2

ENTRADA DEL YACIMIENTO
NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO



P.T.4,007m (m.b.n.r.)

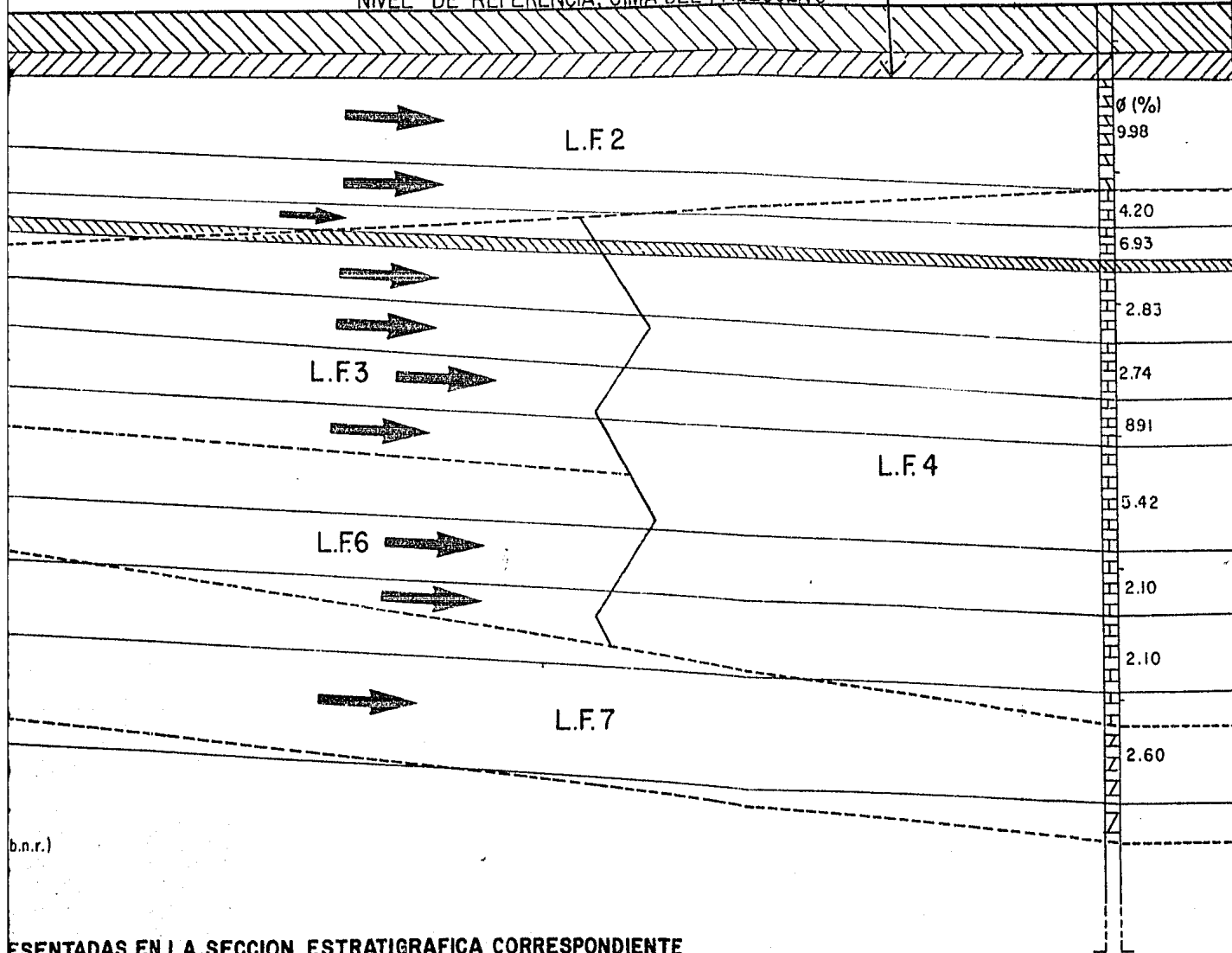
ILUSTRANDO LAS DIFERENTES LITOFACIES, PRESENTADAS EN LA SECCION ESTRATIGRAFICA CORRESPONDIENTE
POROSIDAD PARA CADA POZO.

POZO 5

B'

ENTRADA DEL YACIMIENTO

NIVEL DE REFERENCIA. CIMA DEL PALEOCENO



b.n.r.)

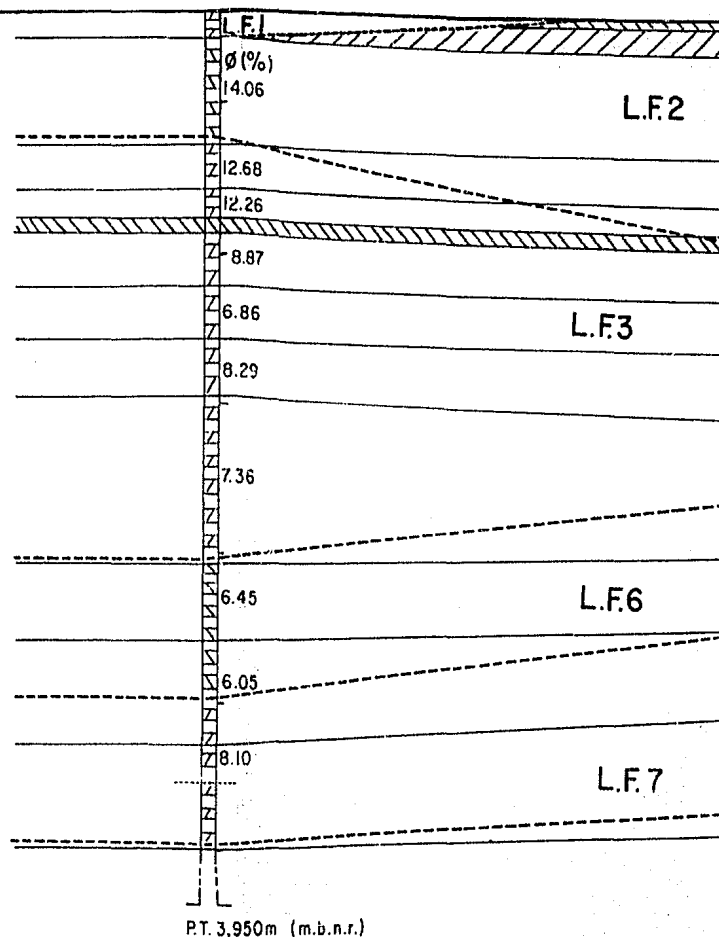
PRESENTADAS EN LA SECCION ESTRATIGRAFICA CORRESPONDIENTE

P.T. 4,366m(m.b.n.r.)

ESC.VERT. 1:4 000
ESC.HORIZ. 1:20 000

POZO I

A



LEYENDA

L.F.=LITOFACIES

← DIRECCION DE INCREMENTO EN LA POROSIDAD



CALIZA CON DOLOMIA



DOLOMIA CON CALIZA



DOLOMIA CON LUTITA Y PEDERNAL

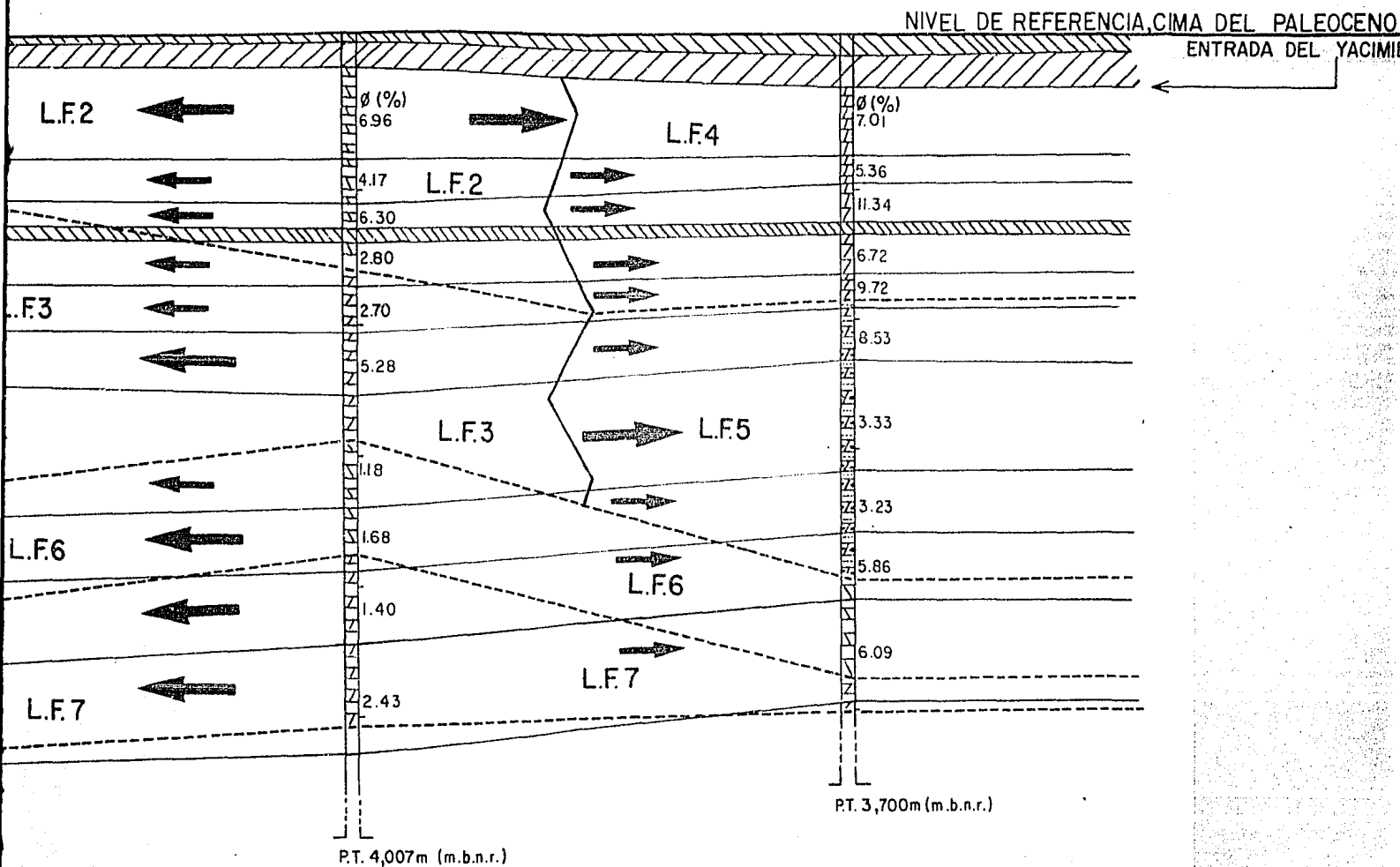


DOLOMIA

FIG.75.-SECCION TRANSVERSAL A-A' ILUSTRANDO ASI COMO LOS PORCENTAJES DE POROSIDAD PA

POZO 2

POZO 3



ILUSTRANDO LAS DIFERENTES LITOFACIES, PRESENTADAS EN LA SECCION ESTRATIGRAFICA CORRESPONDIENTE POROSIDAD PARA CADA POZO.

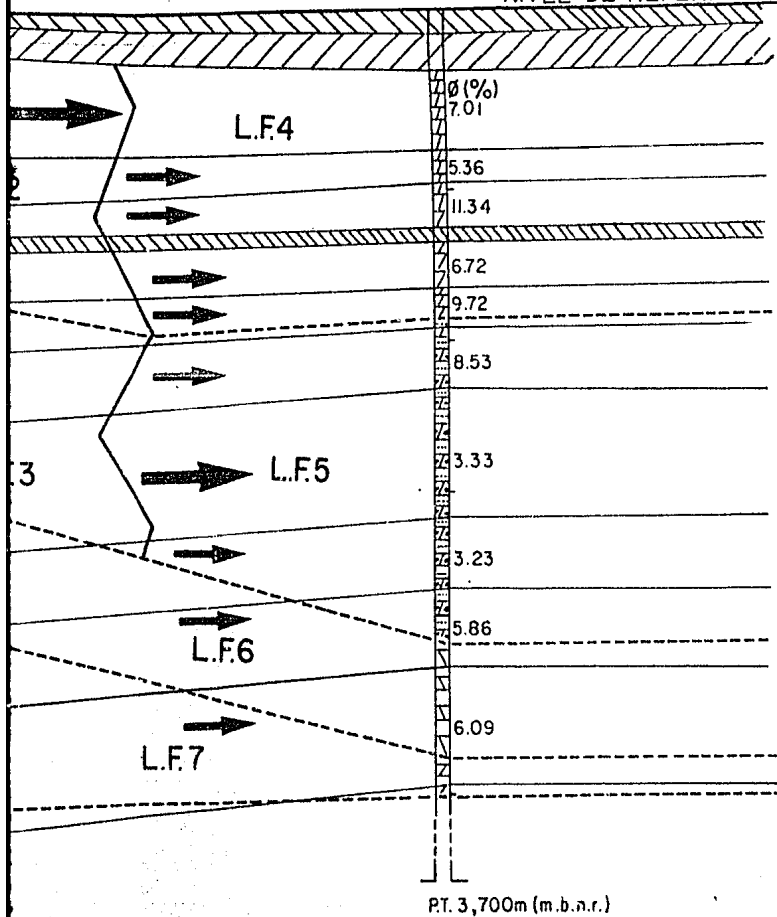
ES
ES

POZO 3

NIVEL DE REFERENCIA, CIMA DEL PALEOCENO

ENTRADA DEL YACIMIENTO

A'



PT. 3,700m (m.b.n.r.)

(n.r.)

PRESENTADAS EN LA SECCION ESTRATIGRAFICA CORRESPONDIENTE

ESC.VERT. 1:4 000
ESC.HORIZ. 1:10 000