



# 1. ROCAS RELACIONADAS A LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

## 1.1 ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas de la corteza terrestre son de origen ígneo o sedimentario, o bien, son los equivalentes metamórficos de ellas. Las rocas ígneas son resultado del enfriamiento y solidificación del magma; las que se muestran en la superficie están expuestas a agentes que tienden a destruirlas. Partes de ellas son disueltas, otras partes se descomponen dando lugar a nuevos minerales y otras partes mas se rompen en fragmentos.

Las rocas sedimentarias están formadas a partir de la desintegración o descomposición de rocas pre-existentes. Cuando los materiales erosionados y transportados se depositan forman cuerpos no consolidados de arena, grava y lodos. Frecuentemente las rocas sedimentarias se encuentran dispuestas en capas o estratos. Se ha observado que las rocas sedimentarias se depositan en forma de capas individuales, sensiblemente horizontales, superpuestas. A este hecho se le denomina estratificación; es una propiedad exclusiva de las rocas sedimentarias y es una de sus características.

La formación de rocas sedimentarias se inicia con el intemperismo físico (mecánico) o químico. Los productos del intemperismo constituyen la materia prima de las rocas sedimentarias. Los agentes erosivos (de transporte), ríos, viento, glaciares, corrientes oceánicas desplazan los materiales intemperizados hasta su depositación. Posteriormente son transformados en rocas (litificación).

Los productos resultantes de esta destrucción se pueden colocar en 3 grandes grupos: Carbonatos, Arcillas y Arenas (incluye gravas y fragmentos más grandes).

Cada uno de estos productos está sujeto a un transporte largo o corto hasta que finalmente llegan a su lugar de depósito. En este lugar son cementadas, compactadas o recristalizadas formando las rocas del grupo sedimentario.

Los tres minerales más comunes son los del grupo de las arcillas, sílice y carbonatos de calcio; otros minerales menos comunes son: dolomita, halita, yeso y anhidrita, feldespatos, micas y minerales de fierro y materia orgánica.

### **1.1.1 TEXTURA DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS**

Se refiere al tamaño, forma y arreglo de las partículas que la constituyen. Las cuales se dividen en:

 **Textura Clástica:** La forma y tamaño de las partículas (sedimentos) es determinante en la naturaleza de la roca resultante. De acuerdo con el tamaño de las partículas de sedimentos clásticos es el tipo de roca sedimentaria.

 **Textura No Clástica:** Tiene una apariencia cristalina en la cual los granos están entrelazados. Los cristales que se precipitan de una solución acuosa son muy pequeños aunque pueden crecer por presión; es común una apariencia similar a las rocas ígneas cristalinas; de acuerdo con el tamaño de los cristales pueden ser de grano fino (menos de 1 mm) medio (1 a 5 mm) o grueso (más de 5mm).

### **1.2 CLASIFICACIONES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS**

Existe confusión en los nombre de los sedimentos después que han sido litificados y transformados en rocas, es conveniente señalar las bases utilizadas para la clasificación. A continuación es conveniente señalar las bases utilizadas para las clasificaciones mas conocidas:

### 1.2.1 CLASIFICACIÓN DE GRABAU

Es un ejemplo de clasificación genética que considera a las rocas en dos grandes grupos: exógenas (formadas por fuerzas externas: erosión y transporte de las partículas), endógenas (formadas por fenómenos químicos y crecimientos orgánicos), como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación de las rocas sedimentarias según Grabau.

<b>GRUPO</b>	<b>CLASE</b>	<b>ORIGEN</b>
<b>Exógenas</b>	Piroclastos	Acumulación de partículas sólidas expulsadas por volcanes.
	Autoclastos	Material triturado por fallas.
	Atmoclastos	Material residual del intemperismo.
	Anemoclastos	Acumulación de material acarreado por el viento.
	Hidroclastos	Acumulación de material acarreado por el agua.
	Bioclastos	Acumulación de restos orgánicos.
<b>Endógenas</b>	Hidrolitos	Precipitación química
	Biolitos	Acción de organismos o procesos bioquímicos

### 1.2.2 CLASIFICACIÓN DE PIRSSON

Se basa en dos características principales: modo de formación y composición de las características físicas.

#### **A. Sedimentos de origen mecánico.**

1. Depósito de origen acuoso.
  - a. Conglomerados y brechas.
  - b. Areniscas y arenas.
  - c. Lutitas y arcillas.
  
2. Depósito de origen terrestre.
  - a. Loess.
  - b. Dunas de arenas.

**B. Sedimentos de origen químico formados a partir de soluciones.**

1. Concentración.
  - a. Sulfatos: yeso y anhidrita.
  - b. Cloruros: halita (sal de roca).
  - c. Sílice: calcedonia, etc.
  - d. Carbonatos: calizas, travertino.
  - e. Rocas ferruginosas: mineras de fierro.
  
2. Orgánicas formadas a través de la acción de plantas y animales.
  - a. Carbonatos: calizas de varios tipos.
  - b. Sílice: calcedonia, diatomita, tierras de radiolarios.
  - c. Fosfatos: roca fosfática.
  - d. Carbón: rocas de serie carbonífera.
  - e. Sedimentos conteniendo hidrocarburos.

**1.2.3 CLASIFICACIÓN DE CORRALES ZARAUZA.**

Divide a las rocas en dos grandes grupos: rocas detríticas y rocas no detríticas, limitando dos grandes grupos de características diferentes. De las rocas detríticas establecen tres subgrupos o clases de acuerdo al tamaño: ruditas, arenita y lutita. Dentro de las rocas no detríticas se establecen seis divisiones o clases a partir de la composición química. Ver Tablas 1.2 y 1.3.

Tabla 1.2. Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según Corrales Zarauza.

GRUPO	Ø mm.	Clase	Sedimento y Tamaño Textural		Compactada	Criterios de Subdivisión
ROCAS DETRÍTICAS	256	Ruditas	Bloques	Grava	Según forma: <b>Conglomerado</b> (redondeado) <b>Brecha</b> (angulosos)	1. Génesis. 2. Composición de cantos.
	2		Cantos			
	1/2	* Arenitas	Arena muy gruesa		Arenisca	1. <b>Composición.</b> % de cuarzo % de feldespatos % de fragmentos de rocas % de matriz detrítica 2. <b>Génesis</b>
	1		Arena gruesa			
	1/4		Arena media			
	1/8		Arena fina			
	1/16		Arena muy fina			
	1/256	* Lutitas	Limo		Limolita	1. Color. 2. Composición. 3. Textura.

\*las clases marcadas con asterisco forman en total más del 99% de las rocas sedimentarias.

Tabla 1.3. Clasificación de rocas sedimentarias no detríticas según Corrales Zarauza.

GRUPO	CLASE	CRITERIOS DE SUBDIVISIÓN
ROCAS NO DETRÍTICAS	* Rocas Carbonatadas	1. Composición 2. Textura
	Evaporitas	1. Composición
	Rocas Silíceas de origen orgánico y químico	1. Génesis 2. Composición
	Rocas Aluminio - Ferruginosas de origen químico	1. Composición 2. Génesis
	Rocas organogenas	1. Composición 2. Textura y Estado Físico
	Rocas Fosfatadas	1. Textura y Estructura 2. Génesis

\*las clases marcadas con asterisco forman en total más del 99% de las rocas sedimentarias.

### 1.3 ROCAS GENERADORAS DE HIDROCARBUROS

La generación de petróleo y la migración primaria del mismo, se efectúan en la roca generadora. La determinación de una roca generadora esta basada en:

1. Su contenido de materia orgánica.
2. El tipo de materia orgánica.

El análisis óptico permite definir cualitativa y cuantitativamente cuatro tipos de materia orgánica:

♣ Algáceo    ♣ Herbáceo    ♣ Leñoso    ♣ Carbonoso

La predominancia de la materia orgánica de los tipos algáceos y/o herbáceos, permite considerar a la roca como generadora de hidrocarburos líquidos; asimismo los tipos leñosos y carbonosos dan lugar a hidrocarburos gaseosos. Si el residuo palinológico contiene materia mixta, entonces podemos considerar a la roca como generadora de de petróleo y gas.

**Materia Orgánica.** Comprende una fracción soluble en solventes orgánicos (tetracloruro de carbono, acetona, etc.) y una fracción insoluble. La segunda se refiere a la materia orgánica de las lutitas bituminosas.

El Kerógeno es la forma mas abundante de materia orgánica fósil, existen en forma dispersa en las rocas y es la fuente del petróleo y del gas, así como el constituyente orgánico de las lutitas bituminosas. A partir de un kerógeno determinado, se forman por una parte los hidrocarburos ricos en hidrogeno y por otro un kerógeno residual, sobre todo poliaromático y pobre en hidrogeno.

La calidad de un kerógeno, es decir su capacidad para producir petróleo o gas, depende en primer lugar de su composición original. Un kerógeno rico en hidrogeno y en cadenas alifáticas, puede proporcionar una cantidad importante de aceite y después de gas si esta sepultado a una profundidad suficiente, principalmente si la materia orgánica es derivada del fitoplacton, como las algas o las bacterias. Por el contrario, un kerógeno pobre en hidrogeno; constituido principalmente de material poliaromático y de grupos funcionales oxigenados, posee un bajo potencial de aceite; sin embargo, podrá producir gas por cracking a gran profundidad.

## 1.4 ROCAS ENTRAMPADORAS DE HIDROCARBUROS

### 1.4.1 ROCAS ALMACENADORAS

Es aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que estos están restringidos a la trampa. La mayor parte de las acumulaciones de petróleo en el mundo se encuentran en rocas almacenadoras clásticas o detríticas, incluyendo las areniscas, pero en México la mayor producción es en rocas carbonatadas.

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenadora debe de ser:

 Poroso: Poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. La porosidad de las rocas de yacimiento o almacenadoras, normalmente queda dentro del intervalo de 5% a 30%, la porosidad de la roca carbonatada frecuentemente es algo menor que en las areniscas pero la permeabilidad de los carbonatos puede ser superior

 Permeable: Sus poros deben de estar interconectados de manera que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo para que la roca sea permeable y permita el movimiento del agua, aceite o gas; así como contener poros o espacios para almacenar el petróleo.

 Mostrar cierta continuidad lateral y vertical: Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de rocas. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no tenían originalmente.

### **1.4.1.1 Principales Rocas Almacenadoras**

La mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas. En el primer grupo, las representantes más importantes son las areniscas; en el segundo grupo, esta representado por dolomías y calizas a las que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas.

#### **A. Areniscas.**

Las areniscas se presentan en una variedad de consolidaciones y en algunas partes del país, presentan texturas muy heterogéneas. Aunque la mayor parte de las areniscas son de granos muy finos a medios; por lo general, los núcleos tomados de yacimientos en areniscas tienen mayor número de servicios a realizar una vez que llega al laboratorio. Son mucho más susceptibles a daños de formación debido a la delicadeza de su mineralogía, y la tortuosidad de su sistema de poro. Por lo mismo, la tortuosidad de su sistema de poro requiere mayor número de herramientas para caracterizar dicho sistema y conocer su efectividad para transmitir fluidos.

##### Areniscas consolidadas

Las areniscas consolidadas por lo general son las que tienen de moderada a baja porosidad y permeabilidad. Debido a su regular a pobre calidad de roca, frecuentemente se les realizan estimulaciones para mejorar la producción de las mismas.

Los estudios del laboratorio dedicados a suministrar información para el diseño de las estimulaciones de los yacimientos frecuentemente requieren que el núcleo sea tomado con una técnica para orientarlo y preservarlo desde la boca del pozo. En otras instancias, dependiendo del objetivo de la toma del núcleo y las pruebas del laboratorio programadas, es posible que el núcleo consolidado no requiera preservación alguna.

Los núcleos de arenisca consolidada impregnados con aceite, por ejemplo los de Chicontepec, siempre deben contar con preservación realizada en el pozo. Frecuentemente los núcleos de la cuenca de Burgos no requieren preservación.

La mayor parte de las areniscas consolidadas se encuentran productivas en la cuenca de Burgos y el paleocanal de Chicontepec. Otras de menos importancia existen en la subcuenca de Macuspana, la cuenca de Misantla y la cuenca terciaria de Veracruz. Las cuencas de Misantla, Veracruz y Macuspana cuentan con areniscas friables que son, o que potencialmente pueden ser prolíferas para la producción de aceite y gas. A veces, estas areniscas resultan no consolidadas.

#### Ⓢ Areniscas no consolidadas

Cuando se sospecha que el núcleo puede presentar sedimentos deleznable, muy friables o no consolidados, se debe contar con un corte, preservación y manejo muy especial. Más del 90% de los núcleos cortados en areniscas deleznable en México hasta la fecha de la publicación de esta guía, han sufrido daños irreparables antes de llegar al laboratorio. Desde un corte brusco, lavado de los sedimentos frente la corona, el viaje a la superficie, su manejo en la superficie, la falta de estabilización en el pozo, todo permite un reacomodo de los granos de las areniscas produciendo un empacamiento de granos no representativo del yacimiento. La textura de las arenas (tamaño de grano, clasificación de granos, angulosidad y esfericidad) con poca o nula arcilla define muchas de las características (reserva y comportamiento de producción) de las areniscas.

La alteración de estas texturas por descuido en la planificación de la toma del núcleo representa un gasto innecesario y una pérdida para la empresa.

La mayor parte de las areniscas no consolidadas han sido productivas en la Región Marina Suroeste, en las cuencas de Macuspana, Reforma Comalcalco, Istmos de Salinas. Por lo general se encuentra a profundidades menores a 2000 metros en las cuencas mencionadas.

### **B. Carbonatos.**

Los yacimientos en carbonatos tienen una gran variedad de texturas y sistemas porosos. Muchas de las rocas carbonatadas tienen textura cristalina bastante compacta con poca porosidad exceptuando aquellas que tienen presencia de fracturas. Por lo general, estas rocas son fáciles de manejar en cuanto a su preservación en el pozo. La preservación que requieren estos tipos de caliza cuando están impregnados con aceite tiene la finalidad de prevenir la oxidación de crudo.

Su sistema poroso de matriz por lo general cuenta con gargantas de poros pequeñas, son de baja permeabilidad de matriz, entonces en algunos casos cuando transcurre poco tiempo entre la recuperación del núcleo y su llegada al laboratorio, no se requiere preservación alguna (solo colocar tapas en los extremos de los tubos antes de despachar al laboratorio).

Los carbonatos con texturas más complejas, incluyendo porosidad por disolución (brechas, por ejemplo), son mucho más delicados, y si están impregnados con aceite, se requiere mantener el aceite aislado del aire con una preservación adecuada. La preservación cumple el objetivo de evitar oxidación del aceite que podría provocar cambios de mojabilidad y para facilitar la limpieza de aquellas muestras que las requieren.

La preservación debe ser realizada de tal manera que no afecte la porosidad de la roca, bien sea porosidad formada por fracturas abiertas o por cavidades de disolución. La inyección de sustancias de preservación daña la porosidad, reduciéndola a valores menores que su estado natural. Esto afecta todas las mediciones realizadas sobre el núcleo en el laboratorio.

La anisotropía de la transmisibilidad de los fluidos en los yacimientos de rocas carbonatadas debe ser tomada en cuenta en la planificación del núcleo si la medición del mismo es importante para el desarrollo o explotación del yacimiento. Los sistemas de fracturas frecuentemente presentes en yacimientos de calizas y dolomías son caracterizados mediante un núcleo orientado. Los núcleos pueden ser orientados cuando se tomen, o posteriormente en el laboratorio.

En cualquiera de los dos casos, el núcleo requiere un manejo inicial (desde el pozo) particular para asegurar que se obtenga la mejor información de los estudios del laboratorio.

La mayor parte de los niveles Mesozoicos productivos son del sur del país, en los estados de Tabasco y Campeche, aunque también existen en la plataforma de Córdoba, parte de la Faja de Oro, Sur de Tamaulipas, y la cuenca de Sabinas.

## B.1. Clasificación de Rocas Carbonatadas.

Existen tres clasificaciones de mayor uso en la actualidad, cada una se enfoca o hace énfasis en un aspecto diferente, pero las tres se fundamentan en la clasificación de Dunham, basada en la textura y es la más ampliamente usada. Las clasificaciones son:

### Clasificación de Dunham

Esta clasificación identifica una muestra de roca fácilmente de acuerdo a los siete términos que propone Dunham los cuales son presentados a continuación y en la Tabla 1.4.

- ♣ Mudstone: Rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos (fósiles, ooides, etc.) son menos del 10% de la roca.
- ♣ Wackestone: Los granos ya son un porcentaje mayor al 10% de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.
- ♣ Packestone: Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, ya no son soportados por el lodo sino por granos.
- ♣ Grainstone: La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (fango microcristalino).
- ♣ Floatstone: 10% o más de los granos son mayores a 2 milímetros de diámetro y la matriz es de lodo. (como una Packestone)
- ♣ Rudestone: 10% o más de los granos son mayores a 2 milímetros de diámetro y la matriz es de esparita. (como una Grainstone)
- ♣ Boundstone: Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (como son colonias de corales y estromatolitos).

Tabla 1.4. Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Dunham.

LA TEXTURA ORIGINAL DEL DEPÓSITO ES RECONOCIBLE				LA TEXTURA NO SE RECONOCE	
Los componentes originales no están soldados			Componentes soldados		
Contiene lodo		Sin lodo		B O U N D S T O N E	
Sostenida por lodo		Sostenida por granos			
% Granos vs Matriz					
<10% Granos	>10% Granos	P A C K S T O N E	G R A I N S T O N E		
M U D S T O N E	W A C K E S T O N E				
				C A R B O N A T O S C R I S T A L I N O S	

### Clasificación de Folk.

Hace una división práctica en tres familias principales de calizas determinando las diferentes proporciones de los tres miembros externos. En la Tabla 1.5 se puede observar la clasificación de acuerdo a estas familias.

● Aloquímicos (Espáticas y Microcristalinas). Son partículas carbonatadas procedentes de la propia cuenca, entre las que Folk distingue:

- ④ Intraclastos. Fragmentos de sedimento carbonatado parcialmente compactado. Tamaño arena o rudita y forma variada.
- ④ Oolitos. Partículas esferoidales y ovoides con estructura radial y/o concéntrica.
- ④ Fósiles. Caparazones o restos de organismos sin romper. En el caso de estos fragmentos se les consideran interclastos.
- ④ Pelets. Partículas en forma esferoidal de tamaño de limo o arenas, sin estructura interna.

- Ortoquímicos.
- ⊕ Micrita. Lodo de calcita microcristalina. Cristales de 1 – 4 micras. Producto de precipitación química o bioquímica que puede constituir sedimentos o rocas o formar matriz de rocas carbonatadas con abundancia de aloquímicos.
- ⊕ Esparita. Es el cemento de calcita con cristales superiores a 10 micras, claros al microscopio.

Tabla 1.5. Los once tipos principales de rocas carbonatadas de Folk.

		ROCAS ALOQUIMICAS		ROCAS ORTOQUIMICAS
		I	II	III
		CEMENTO DE CALCITA ESPATICA	MATRIZ DE CALCITA MICROCRISTALINA	CALCITA MICROCRISTALINA SIN ALOQUENAS
COMPOSICION ALOQUIMICA	INTRACLASTOS			
	OOLITAS	INTRAESPATITA (ii)	INTRAMICRITA (iii)	MICRITA (iii M)
	FOSILES	QUESPATITA (io)	OOMICRITA (iio)	DISMICRITA (iiix)
	PELOTILLAS	BIOESPATITA (ib)	BIOMICRITA (iib)	
		PELESPATITA (p)	PELMICRITA (iip)	ROCAS ARRECIFALES AUTOCTONAS IV BIOLITITA (iv)
		CALCITA ESPATICA	CALCITA MICROCRISTALINA	

Estas son las tres familias que se determinan con base en el contenido de sus miembros externos, pero debido a que algunas calizas están en parte, constituidas por estructuras orgánicas que crecieron in situ y formaron una masa resistente durante su crecimiento, tales como los biohermas, se clasifican en una cuarta familia debido a su modo génesis único, y estas rocas son denominadas *Biolitas*.

En la siguiente Tabla 1.6 se presenta la clasificación para rocas carbonatadas de Folk de manera práctica y resumida.

Tabla 1.6. Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Folk.

COMPOSICIÓN VOLUMÉTRICA DE ALOQUÍMICOS		> 10 % DE ALOQUÍMICOS		< 10 % DE ALOQUÍMICOS		Rocas Biohermales	
		CALCITA ESPÁTICA > MATRIZ MICRITICA	MATRIZ MICRITICA > CALCITA ESPÁTICA	1 - 10 % Aloquímicos	< 1% Aloquími cos		
> 25% INTRACLASTOS		Intrasparrudita Intramicro	Intramicro Intramicro	ABUNDANTES ALOQUÍMICOS	Intraclastos: Micro con intraclastos	Organismos en posición de crecimiento	
		Oosparrudita Oosparita	Oomicro Oomicro		Ooides: Micro con Oolitas		
< 25 % Intraclastos	> 25 % Ooides	Bioesparrudita Biosparita	Biomicro Biomicro	ABUNDANTES ALOQUÍMICOS	Fósiles: Micro fósilífera	Micro, o parches de spatita.	
		3:1	Bioesparrudita Biosparita		Biomicro Biomicro		
	< 25% Ooides Volume n Fósiles / Peloides	3:1 a 1:3	Bioesparrudita Biosparita		Bioesparrudita Biosparita	Peloides: Micro pelotífera	Presenta Dismicro
		< 1:3	Pelosparrudita Pelosparrudita		Pelomicro Pelomicro		
						<b>BIOLITTA</b>	



### Clasificación de Folk con base en el tamaño de grano

Esta es la más simple de las tres, y es frecuentemente usada, ya que divide a las calizas por su tamaño de grano de la siguiente manera:

- Si la mayoría de los granos son mayores a 2 mm. Entonces es una Calcidurita.
- Si la mayoría de los granos se encuentra entre 2 mm. y 62 µm, entonces es una Calcarenita.
- Si la mayoría de los granos son menores a los 62 µm, entonces se llama Calcilita.

Tabla 1.7. Clasificación de rocas carbonatadas con base en el tamaño de grano según Folk.

LIMITES	TRANSPORTADOS	AUTIGENICOS	LIMITES
64 mm. 16 mm. 4mm	Calcirrudita muy gruesa. Calcirrudita gruesa. Calcirrudita media.	Cristalino Extremadamente grueso	4 mm.
1 mm.	Calcirrudita fina.	Cristalino muy grueso	1 mm.
0.5 mm. 0.25 mm.	Calcarenita gruesa. Calcarenita media.	Cristalino grueso	0.25 mm.
0.125 mm. 0.062 mm.	Calcarenita fina. Calcarenita muy fina.	Cristalino medio	0.062 mm.
0.031 mm. 0.016 mm.	Calcilutita gruesa. Calcilutita media.	Cristalino fino	0.016 mm.
0.008 mm. 0.004 mm.	Calcilutita fina. Calcilutita muy fina.	Cristalino muy fino	0.004 mm.
0.002 mm. 0.001 mm.		Afano Cristalino	0.001 mm.

### C. Diferencias Fundamentales entre Areniscas y Carbonatos

#### Areniscas

📖 La naturaleza generalmente silíceas de las areniscas almacenadoras las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastante consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.

📖 Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden adoptar formas más bien esféricas a subsféricas por el efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan.

📖 El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25 mm.), formando estratos en general bien definidos.

📖 Finalmente, las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas), y a acumularse en ambientes de alta energía.

### Carbonatos

📖 La naturaleza mineralógica de estas rocas (minerales inestables) las hace muy susceptibles a cambios diagenéticos que reducen notablemente su porosidad y permeabilidad primarias; así mismo, estas propiedades no son consistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo, por lo que resultan ser muy heterogéneas desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos que almacenan.

📖 A diferencia de las areniscas, las partículas que constituyen las rocas carbonatadas almacenadoras sufrieron un transporte muy reducido (excepto las que constituyen las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in-situ en la cuenca de depósito.

📖 El depósito de carbonatos químicos o bioquímicos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales, estos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con gran potencia (espesor), frecuentemente masivos si dichas condiciones se mantienen estables; y de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (generalmente de estratos delgados), si las condiciones varían frecuentemente. La energía del medio acuoso debe ser esencialmente moderada a baja para repartir el depósito de las partículas que conforman estas rocas.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta en la Tabla 1.8 la comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y areniscas, publicada por Choquette y Pray.

Tabla 1.8. Comparación de la porosidad entre areniscas y carbonatos publicada por Choquette y Pray.

<i>ASPECTOS DE LA POROSIDAD A COMPARAR</i>	<i>ARENISCAS</i>	<i>CARBONATOS</i>
Porcentaje de porosidad en los sedimentos	Comúnmente 25 - 40%	Comúnmente 40-70%
Porcentaje de porosidad en las rocas	Comúnmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15 -30%	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial 5 - 15% es común en la facies almacenadoras
Tipos de porosidad primaria	Casi exclusivamente particular	Predomina generalmente la interpartícula, pero también la del tipo interparticular
Tipos de porosidad final	Casi exclusivamente interparticular	Muy variada debido a las modificaciones postdeposicionales.
Tamaño de los poros	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros	Muestra una fuerte dependencia de la forma de las partículas en general	Muy variada; de fuertemente dependientes a independiente de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo	Variable; desde uniforme hasta extremadamente heterogéneo aún dentro de un mismo cuerpo
Influencia de la diagénesis	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.	Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes.
Influencia de fracturamiento	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras	De gran importancia en las propiedades almacenadoras
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad	Pueden realizarse, de manera relativamente fácil, estimaciones visuales semicuantitativas	Variable; las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles. Comúnmente son necesarias las mediciones con instrumentos
Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento	Los tapones de 2.5 cm. de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad	Los tapones normalmente son inadecuados aún los núcleos completos (aprox. 7.5 cm. de diámetro) pueden ser inadecuados en el caso de poros grandes
Interrelaciones Porosidad-Permeabilidad	Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas	Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas

### 1.4.1.2. Tipos de porosidad y permeabilidad de rocas almacenadoras

#### **POROSIDAD**

**La porosidad absoluta** es una propiedad importante de la roca y se define como el volumen total de poros dividido entre el volumen total de la roca y se denota como  $\phi$ .

$$\text{Porosidad Absoluta} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \times (100)$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero, lo que realmente es importante es la llamada **porosidad efectiva** ya que es una medida que permite estimar el volumen de los hidrocarburos en un yacimiento de manera potencial. Esta porosidad se define como el porcentaje del volumen total de roca ocupada por vacíos interconectados y se expresa como:

$$\text{Porosidad Efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de roca}} \times (100)$$

La porosidad también se procesa como fracción del volumen de roca.

Esta propiedad es la que determina el volumen de aceite o de gas que podría moverse del yacimiento al pozo.

El espacio poroso puede ser clasificado de acuerdo al tiempo en que se desarrolló, como porosidad primaria y porosidad secundaria.

#### **POROSIDAD PRIMARIA**

Se le conoce como porosidad original o primaria debido a que se formó durante la depositación de los sedimentos. Se tienen 3 principales tipos:

- ④ **Porosidad intergranular.** El tipo de poro más común en rocas sedimentarias y depende del tamaño y forma de los granos y del arreglo espacial, así como de la proporción del volumen ocupado por materiales cementantes. La porosidad intergranular puede ser mayor de 0.5 en sedimentos no consolidados consistentes de granos de tamaño relativamente uniforme.

Se pueden esperar valores mucho más bajos en rocas sedimentarias con mala granulometría, las cuales están constituidas por granos de diferentes tamaños y contienen cementante intersticial.

- ④ **Porosidad intrapartícula.** Particularmente en sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos.
  
- ④ **Porosidad intercrystalina.** Ocurre entre los cristales de una roca cristalina, es una característica de los carbonatos, los cuales han sufrido cristalización, particularmente en dolomías.

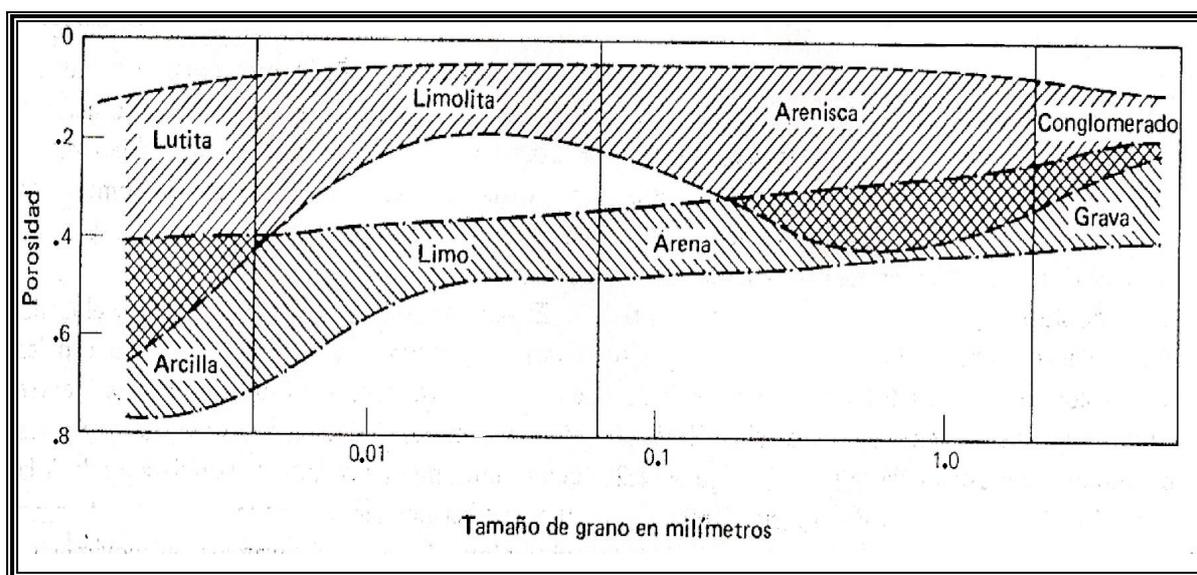
### ***POROSIDAD SECUNDARIA***

Es aquella que resulta de efectos de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en rocas. La porosidad secundaria o de post-depósito es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria; los principales tipos son:

- ④ **Porosidad fenestral.** Ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, pero es más característica en lodos con pellets, laminillas de algas y lodos homogéneos de origen intermareal y lagunar. La litificación y la generación de gas biogénico pueden causar laminación y generar poros fenestrales subhorizontales entre las láminas.
  
- ④ **Porosidad vugular.** Se forma por disolución de la roca y se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua que disuelven la roca y originando los vugulos. Se presenta en rocas carbonatadas.
  
- ④ **Porosidad de fracturas.** Se origina en rocas duras pero quebradizas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactadas, formada generalmente después de las otras variedades de porosidad. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de la permeabilidad. Su origen puede deberse a plegamientos, fallas, tectonismo o intrusión de domos salinos.

En la Figura 1.9 se resumen los valores típicos de porosidad para los diferentes tipos de sedimentos clásticos o terrígenos. La porosidad es generalmente mayor en el sedimento no consolidado que en la roca litificada con tamaño de grano similar. Los depósitos sedimentarios de grano más fino tienden a ser más porosos que los depósitos de grano más grueso.

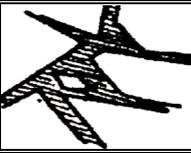
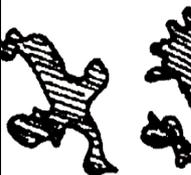
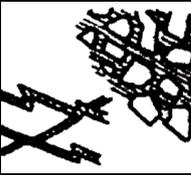
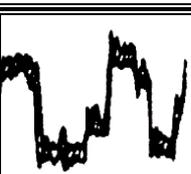
Figura 1.9. Porosidades típicas para rocas sedimentarias clásticas con terrígenos comunes y para acumulaciones de sedimento no consolidado.



Las porosidades debidas a los huecos existentes entre los planos de estratificación y los huecos intercrystalinos, son en general poco importantes en lo que concierne a la producción de los yacimientos, mientras que por el contrario, la presencia de tales huecos, ofrece un interés considerable, por el hecho de que permiten el paso inicial de los fluidos a través de toda la masa de roca caliza, factor esencial de la porosidad y permeabilidad secundarias.

La Tabla 1.10 muestra los diferentes tipos de porosidad para las rocas carbonatadas.

Tabla 1.10. Clasificación de la porosidad en rocas carbonatadas presentada por Choquette y Pray.

TIPOS DE POROSIDAD	INTRAPARTICULAR	INTERPARTICULAR	PRIMARIA MEJORADA	INTERCRISTALINA	MOLDICA	VUGULAR	BRECHAS Y FRACTURAS	ESTILOLITICA
Tamaños de Poro	0.01 - 1 mm.	0.05 - 1 mm.	0.1 - 1 mm.	0.1 - 10 mm.	0.2 - 10 mm.	1 mm. - 1m.	0.5 - 10 mm.	0.1 mm y de 10 cm a 10 m de largo
Variación en tamaño	Pequeño-grande	Pequeño	Moderado	Pequeño	Moderado	Grande	Moderado - Grande	Moderado
Forma del Poro								
Selectividad de la Estructura	Si	Si	Si	Variable	Si	No	No	Variable
Se originó durante....	Su depósito	Su depósito	Diagénesis temprana	Diagénesis Temp/Tardía	Diagénesis Temp/Tardía	Diagénesis Temp./Tardía	Posterior a la litificación y compactación	Posterior a la litificación y compactación
Relación con la Permeabilidad	Pobre	Moderada	Moderada	Buena	Pobre	Pobre a Moderada	Buena	Moderada a Buena
Eficiencia relativa de recuperación (0-20% porosidad)	Muy baja 0 - 5%	Gruesa 45-55 % Fina 20%	45 - 60 %	50 - 60 %	10 - 50 % dependiendo de la tortuosidad	15 - 30 %	15 %	15 %
Anisotropía del sistema poroso	Isótropo	Estructura con flujo anisótropo y sedimentos mezclados isótropo	De isótropo a anisótropo	Isótropo	Isótropo a escala fina pero fuertemente anisótropo en escala laminar	Variable pero en cavernas grandes, fuertemente anisótropo	Fuertemente anisótropo	Fuertemente anisótropo
Presencia en los yacimientos mas importantes	Muy raro	Comúnmente	Comúnmente	Raro / común	Raro / común	Comúnmente	Comúnmente	Muy raro

## **PERMEABILIDAD**

La permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de fluidos (líquidos o gases) dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros; en otras palabras, es una medida de la conductividad del fluido en la roca. La permeabilidad depende de tres requisitos: Porosidad, poros interconectados, poros de tamaño supercapilar.

La permeabilidad se mide en darcys. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise, se mueve con gasto de un centímetro cúbico por segundo a través de una sección transversal de un centímetro cuadrado de roca, con un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.

La **permeabilidad absoluta** indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido en presencia de otros fluidos es llamada **permeabilidad efectiva al fluido**. Este tipo de permeabilidad tiene una estrecha relación con la saturación de los fluidos, por lo que si la propiedad de uno de los fluidos cambia la de los otros cambiará proporcionalmente. Sin embargo, esta relación es diferente para los distintos tipos de roca, por lo que debe ser determinada experimentalmente.

La relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, se denomina **permeabilidad relativa al fluido**, que indica la cantidad de fluido que fluirá, de acuerdo a la saturación del mismo, con respecto a la permeabilidad absoluta

**Permeabilidad en cavernas:** En algunos yacimientos carbonatados, la filtración de aguas ácidas produce porosidades y permeabilidades en la matriz por disolución.

**Permeabilidad en fracturas:** La presencia de fracturas incrementa grandemente la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de las fracturas y los rangos de flujo a través de las fracturas.

La **permeabilidad primaria** es toda aquella perteneciente a la matriz de la roca.

La **permeabilidad secundaria** es la ocasionada por huecos de disolución, como cavernas o molduras, o por fracturas y fisuras.

La porosidad y la permeabilidad pueden verse disminuidas e inclusive perdidas por compactación, cementación, recristalización y granulación. A su vez pueden verse aumentadas por fracturamiento en cualquier tipo de rocas, y por disolución y recristalización en el caso de las calizas.

#### **1.4.2 ROCAS SELLO**

Son aquellas que por su escasa permeabilidad impiden el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento; las mejores rocas sello son las rocas evaporíticas, pero las más abundantes son las lutitas. La característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y de esa manera permitir su acumulación en una trampa.

Para que una roca sea considerada desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas sello, deben tener comportamiento plástico, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en el campo dúctil, formando pliegues en lugar de fracturarse en el campo frágil, si esto ocurre se abrirían las vías a la migración del petróleo.

Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en áreas muy deformadas, los sellos se destruyen frecuentemente. Los principales campos gasíferos del mundo se encuentren en áreas cratónicas.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. El grado de tectonismo que presenta puede modificar su calidad, de tal forma que en regiones muy tectonizadas se requiere un espesor de roca sello mayor.

En el caso de una roca sello de gran extensión geográfica, es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de fluidos y régimen hidrodinámico; rasgos que pueden ser estudiados localmente, pero cuyos datos son difíciles de extrapolar a toda la extensión de un campo petrolero.

En el caso de una trampa anticlinal buzante simple, se tiene la ventaja de que en la mayoría de los casos la roca sello no presenta variación lateral significativa en sus características físicas, por lo tanto, requiere únicamente de un sello superior; en cambio, las estructuras afalladas necesitan además un sello adyacente al plano de falla que generalmente es material arcilloso llamado milonita o microbrecha. En el caso de las trampas por variación de permeabilidad, la geometría del sello es muy variable, sin embargo, en la mayoría de los casos rodean y cubren a la roca almacenadora.

### **Principales Rocas Sello**

Los tipos de roca sello son muy variados; en general cualquiera que se adapte a la definición. Entre los tipos mas comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporizas.

- ④ *Lutitas*: Son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentra interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De esta manera que existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcillas. El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de la textura y de los minerales presentes. Una gran mayoría de los sellos están constituidos por lutitas.
  
- ④ *Rocas Carbonatadas*: De entre ellas las calizas más comunes son las arcillas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grano extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida, de manera que tienen una mejor capacidad a la deformación; y finalmente, las anhidriticas; aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita.
  
- ④ *Evaporitas*: La anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos.