

Capítulo I

Petrofísica

1.1. Influencia de la Geología en los Yacimientos

Para que el petróleo se presente en los depósitos aislados en los que ahora se encuentra, debe haber sido atrapado por algún medio. El petróleo emigra de su estructura de origen, a través de otras capas permeables, debido a las fuerzas de gravedad y presión hasta que queda atrapado por barreras impermeables. El petróleo desplaza al agua y se mueve a esta porción alta del estrato y como su densidad es menor que la del agua, queda aislado en la parte alta de la estructura y no puede escapar.

Los fenómenos geológicos que requiere la acumulación del petróleo son los siguientes:

- Un estrato poroso y permeable que es el depósito o yacimiento en el que se encuentra el petróleo.
- Una capa impermeable superior
- Una característica estructural o una barrera impermeable, o una combinación de ambas que atrapen al petróleo evitando que siga su migración.

1.2. Clasificación de los Yacimientos por su Tipo de Trampa

Se han propuesto muchos métodos de clasificación de yacimientos. Sin embargo, una de los más útiles y sencillos está basado en la característica principal a la que se atribuye la acumulación de hidrocarburos, es decir por su tipo de trampa. Comprende tres amplias clasificaciones:

- Yacimientos de trampa estructural
- Yacimientos de trampa estratigráfica
- Yacimientos de trampa combinada

1.2.1. Yacimientos de Trampas Estructurales

Son aquellas trampas formadas por la deformación de la corteza terrestre ya sea por fallas o plegaduras. Los domos, pliegues, fallas y las discordancias son ejemplos de trampas estructurales. En los domos y pliegues el hidrocarburo ocupa la parte superior de la estructura formada por consecuencia de fuerzas de compresión y expansión; los yacimientos por fallas y discordancias se dan cuando un estrato impermeable esta yuxtapuesto a una capa permeable.

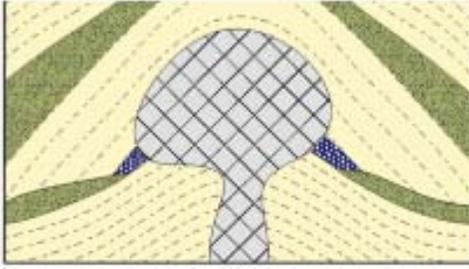


Fig. 1.1 Domo Salino

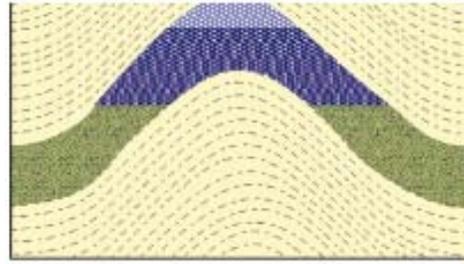


Fig. 1.2 Anticlinal

1.2.2. Yacimientos de Trampas Estratigráficas

Son aquellas trampas que se forman debido a cambios en la litología y dependen del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Estos cambios laterales en la litología del estrato de roca permeable hacen que esta se transforme en impermeables, y así evita la migración de los hidrocarburos constituyendo una trampa. Muchas trampas estratigráficas tendrán también influencia estructural. Las trampas típicas son las llamadas lenticulares de poco espesor.

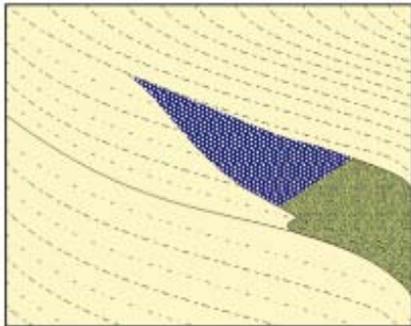


Fig. 1.3 Variación de porosidad y permeabilidad

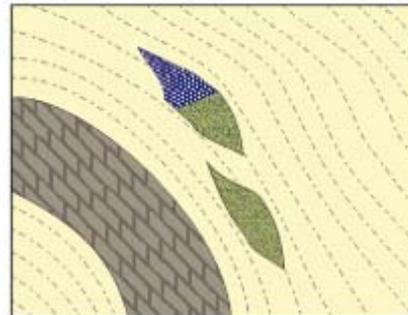


Fig. 1.4 Arenas lenticulares

1.2.3. Yacimientos de Trampas Combinadas

Son aquellos en los que se combinan las características estructurales y los cambios litológicos para formar la trampa.

La mayoría de las trampas no corresponden a rasgos simples sino que combinan elementos estratigráficos y estructurales. Existen combinaciones inimaginables de este tipo de trampas pero se les considera mixtas o combinadas cuando, ni los elementos estructurales ni los estratigráficos por si mismos forman la trampa, por lo que ambos elementos son esenciales.

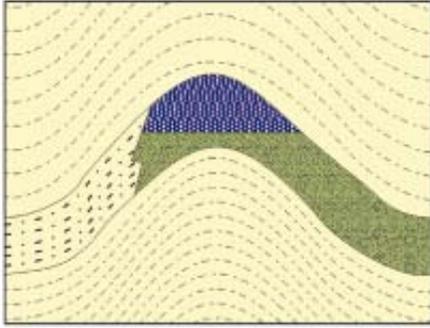


Fig. 1.5 Combinación de pliegue y discordancia

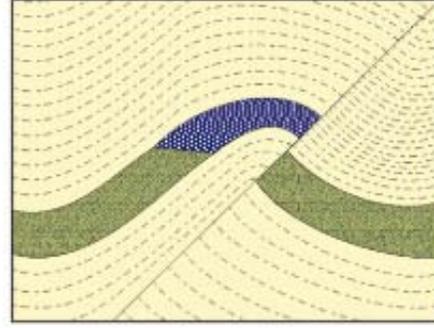


Fig. 1.6 Combinación de pliegue y falla

1.2.4. Clasificación de Yacimientos por su Tipo de Fluido.

En términos generales los yacimientos de hidrocarburos son clasificados en yacimientos de aceite y yacimientos de gas. Consecuentemente esta clasificación es subdividida dependiendo de:

- La composición de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento
- Presión inicial y temperatura del yacimiento
- Presión y temperatura de producción en superficie
- Localización de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica y a la temperatura cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos

En general los yacimientos son clasificados basándose en la localización del punto que representa la presión inicial y la temperatura, con respecto al diagrama presión-temperatura del fluido del yacimiento.

- **Yacimientos de aceite:** Si la temperatura del yacimiento, es menor que la temperatura crítica del fluido del yacimiento, este es clasificado como yacimiento de aceite.
- **Yacimientos de gas:** Si la temperatura del yacimiento, es mayor que la temperatura crítica del fluido del yacimiento, es considerado un yacimiento de gas.

En el capítulo 2, se mencionará con más detalle este tipo de clasificación de yacimientos.

1.3. Tipos de Roca Comunes en los Yacimientos

1.3.1. Areniscas

Son rocas sedimentarias granulares con un rango de tamaño de grano entre 0.0625 y 2 mm. Los hidrocarburos se situaran entre los granos lo que constituye el espacio poroso. Los granos están compuestos principalmente de cuarzo, pero los feldespatos, pizarra, mica y otros fragmentos de roca son también comunes. Las arcillas están generalmente presentes.

Los granos en una arenisca son cementados durante la modificación diagenética. El cementante incluye cuarzo, carbonatos (calcita y dolomita) y arcillas. El sistema de poros puede estar ocupado por kaolita, esmectita, clorita o hilita.

1.3.2. Conglomerados.

Son similares a las areniscas pero tienen granos mucho más grandes (entre 4 y 64 mm). Los poros entre los granos están parcial o completamente llenos con granos de arena. Estas rocas también pueden formar yacimientos.

1.3.3. Rocas Arcillosas.

Son rocas sedimentarias que se componen de partículas muy finas de arena (menores a 0.0625 mm) e incluyen tanto material limolítico como arcilloso. La mayoría de las partículas en estas rocas es arcilla. Aunque estas rocas tienen mucha porosidad, su permeabilidad es mínima por lo que normalmente forman barreras impermeables tanto encima como en los límites del yacimiento.

1.3.4. Rocas Carbonatadas.

Están compuestos de minerales carbonatados. La porosidad puede ser inter-particular (entre las partículas como las areniscas) o intra-particular como consecuencia de la disolución de los granos (porosidad secundaria). Comparadas con las areniscas, los poros en las rocas carbonatadas están poco conectados y la permeabilidad en la matriz es baja, pero el fracturamiento en estas rocas es muy común donde generalmente la permeabilidad es alta.

1.3.4.1. Origen de las Rocas Carbonatadas.

El estudio de ambientes sedimentarios de rocas carbonatadas se ha basado principalmente en la geología marina, que incluye: procesos del suelo marino, dirección de corrientes de aguas frías y tropicales, tipos de depósitos que se originan en el mar, etc. Así como en la estratigrafía con la interpretación de ambientes sedimentarios antiguos.

En general se reconocen tres lugares de acumulación para sedimentos carbonatados:

- Mares epéiricos (Plataforma Continental)
- Márgenes de plataforma.
- Cuencas oceánicas profundas.

Los ambientes carbonatados antiguos más ampliamente distribuidos son los mares epéiricos, los cuales se consideran precursores de los ambientes sedimentarios carbonatados recientes.

Mares Epéiricos (Plataforma Continental).

Estos mares se definen como áreas extensas en las partes centrales de los continentes ancestrales; tales como los que existieron en el cratón de Norteamérica durante el Paleozoico y el Cretácico. También se les conoce como epicontinentales (Fig 1.7)

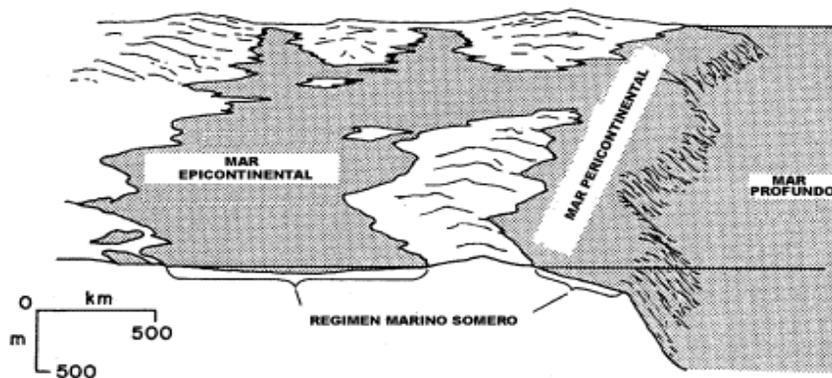


Fig. 1.7 Vista esquemática de los mares epicontinentales (epéiricos) y pericontinentales (de plataforma), Simplificado de Friedman, (1978).

Considerando la gran cantidad de calizas de origen marino, así como su abundancia en fósiles y estructuras primarias, es probable que la profundidad máxima de estos mares no fue más de 30 metros, con un gradiente muy bajo de 2 cm/km en comparación con el promedio actual del talud en las plataformas continentales que es de 125 cm/km.

También se considera que este tipo de ambiente fue un medio físicamente restringido y debido a la falta de influjo de la cuenca oceánica había una disminución de nutrientes, de tal forma que el desarrollo de los arrecifes era poco probable. Esto último parece indicar que los mares epeiricos estuvieron dominados por una sedimentación de partículas carbonatadas más que por el crecimiento arrecifal.

Los sedimentos carbonatados en la parte central de estos ambientes tienden a ser micríticos; mientras que hacia los márgenes dominan los tamaños de la arena, incluyendo fósiles, y en áreas someras son comunes los lodos peloidales. Dentro de las zonas de planicies de mareas y supramarea, se originaron depósitos de yeso y dolomita.

Márgenes de Plataforma.

Las condiciones ideales para el desarrollo de arrecifes se resumen principalmente en:

- Aguas frías transportadas a lugares más cálidos y agitados, de tal forma que el CO₂ sea transportado o liberado;
- Aguas frías elevadas de áreas oceánicas relativamente profundas y ricas en nutrientes, tales condiciones están presentes en las orillas de las plataformas continentales o en el inicio de la pendiente del talud continental.

Cuencas Oceánicas Profundas

Una gran cantidad de sedimentos carbonatados recientes se tienen acumulados en las profundidades oceánicas. Los depósitos del Holoceno consisten de conchas de foraminíferos planctónicos como Globigerina, partes duras de los coccolitofóridos y de moluscos planctónicos llamados pterópodos. Casi el 48% del piso oceánico está cubierto por sedimentos en los cuales los restos de estos organismos forman por lo menos la tercera parte de las partículas.

La acumulación del carbonato de calcio en las profundidades marinas está limitada por dos factores:

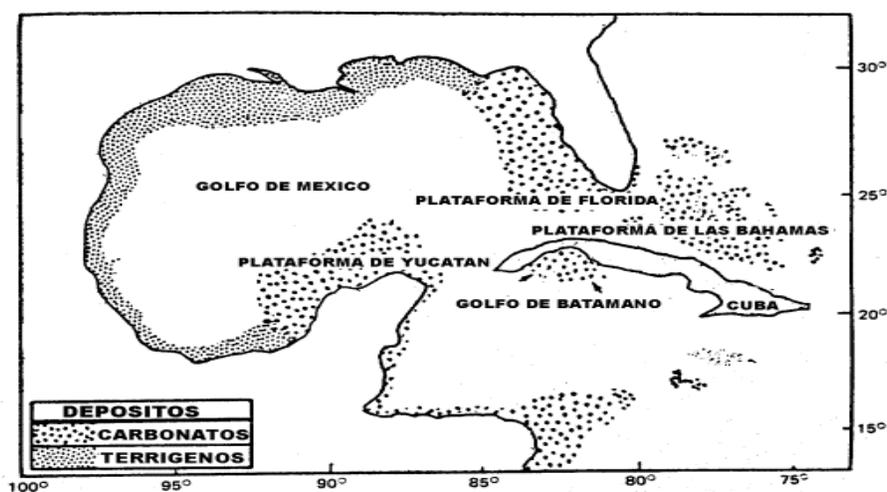


Fig. 1.8 Distribución general de los ambientes marinos someros en el Golfo de México y el Mar Caribe. Tomada de Davis (1992)

Profundidad: El agua de mar es más fría a profundidad que en superficie, y en aguas más frías el bióxido de carbono está más disuelto que en aguas cálidas. El aumento en causa un aumento en ácido carbónico (H_2CO_3), resultando una disolución en las conchas de calcita y aragonita al caer al piso marino. Algunas conchas sobreviven a los 5,000 metros. El aumento de la presión hidrostática a tal profundidad va a aumentar la solubilidad del CaCO_3 . La Profundidad bajo la cual el CaCO_3 ya no se acumula se le conoce como el nivel de compensación de la calcita, a casi 5,000 metros en las regiones ecuatoriales; pero se eleva gradualmente hacia la superficie del mar en latitudes más altas, debido a las temperaturas más bajas en las regiones polares. Fig. 1.9.

Temperatura: El agua de mar superficial en latitudes bajas (áreas tropicales) está supersaturada con respecto a carbonatos, de tal forma que los organismos marinos no presentan dificultad en remover los iones calcio y bicarbonato del agua para formar parte de sus conchas y esqueletos.

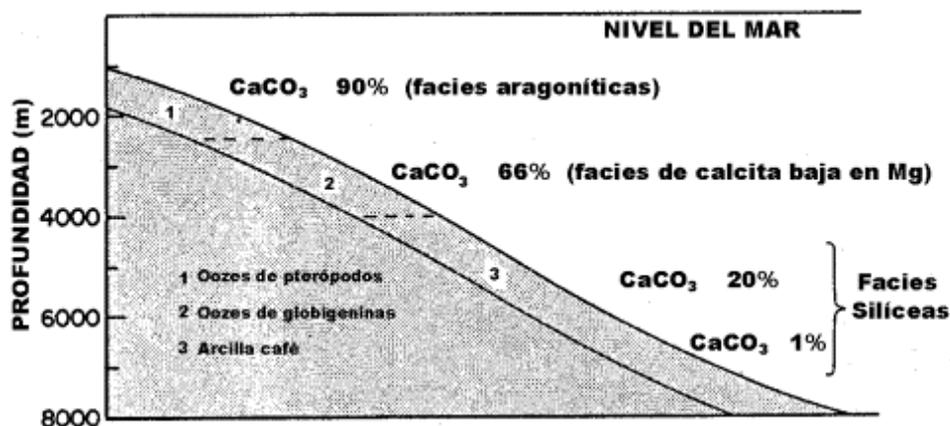


Fig. 1.9 Perfil esquemático generalizado donde se muestra la desaparición progresiva del CaCO_3 en sedimentos sobre el piso oceánico ecuatorial, con el incremento de la profundidad. La aragonita metaestable, como el de las conchas de pterópodos, desaparece a profundidades más someras que las de la calcita baja en magnesio más estable, como la de las testas de globigerina. El material silíceo insoluble predomina a grandes profundidades. Modificada de Friedman (1978).

1.3.4.2. Tipos de Depósitos Carbonatados.

Sólo se mencionarán algunos de estos depósitos ya que existe una gran diversidad de ellos.

Arrecifes.

Los geólogos han aplicado el término arrecife para referirse a lentes hechos de los esqueletos calcáreos de algunos organismos marinos de aguas someras.

Cummings (1932) clasificó los depósitos de esqueletos calcáreos en bioherma y biostroma.

- Bioherma.

Es un arrecife, o banco, o montículo, o cualquier otra estructura circunscrita que está constituida estrictamente por material de origen orgánico, intercalado en rocas de diferente litología.

- Biostroma.

Son aquellas estructuras sedimentarias que se depositaron completamente horizontales, construidos principalmente por organismos sedimentarios, y no ocasionan una elevación topográfica en el suelo marino, lo que significa que más bien son como estratos o capas de rocas.

Existen muchos factores que determinan el crecimiento de los arrecifes modernos, y de forma similar los mismos factores ejercieron una influencia en los arrecifes del pasado.

Mediante la geometría, se han clasificado a los arrecifes en tres grupos como los más importantes, tomando en cuenta que se encuentran arrecifes en estados de transición de estos tres tipos:

- **Arrecifes litorales o costeros:** Son una franja plana y paralela a la costa, y con la peculiaridad de que en ellos no interviene una laguna.
- **Arrecife de barrera:** Estos también corresponden con una franja plana y también son paralelos a la costa; sin embargo, a este tipo de arrecife los separa una laguna de la costa, formando una barrera arrecifal.
- **Atolones:** Estos arrecifes se encuentran en mar abierto y tienen una estructura, dentro de la cual se forma una laguna.

En general, se puede dividir el arrecife en tres unidades morfológicas; tal como se observa en la figura 1.10.

- **El Frente del Arrecife:** Es el área de crecimiento del arrecife bajo la profundidad efectiva de penetración de la luz (0-100 metros dependiendo de la latitud y la turbidez del agua). El sedimento en esta parte del arrecife está compuesto de gravas pobremente clasificadas y arenas derivadas de la desintegración arrecifal. En las partes más bajas hay una cementación por cristales de carbonato fibroso, mientras que en las porciones superiores la cementación se lleva a cabo por un crecimiento algáceo, el tamaño de grano disminuye conforme la profundidad aumenta.

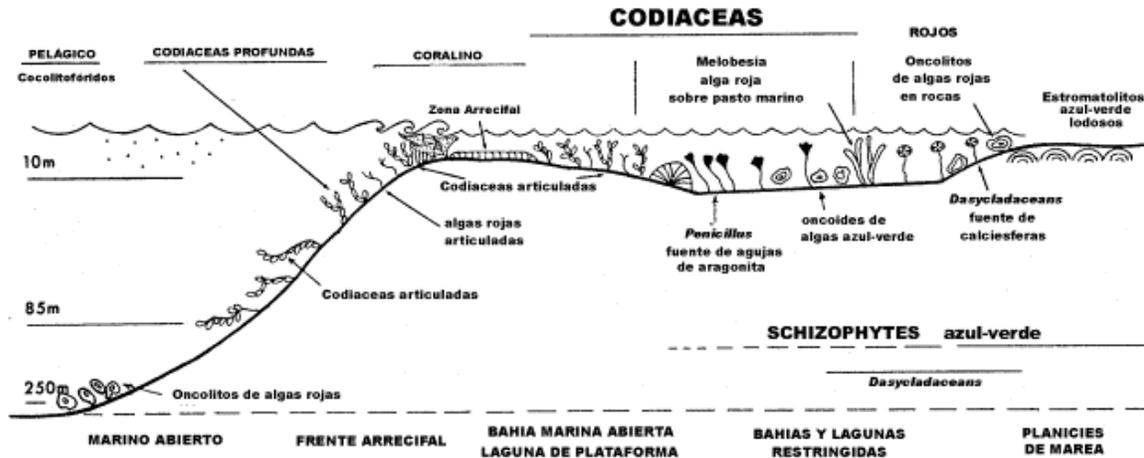


Fig. 1.10 Esquema de un arrecife para ejemplificar su morfología. Modificada de Wilson (1975)

- **Arrecife Principal.** Por definición está compuesto de una estructura resistente de esqueletos de organismos calcáreos. La cima del arrecife se vuelve plana debido a que los organismos que lo forman no pueden sobrevivir periodos prolongados expuestos a condiciones subsuperficiales. También se sabe que esta parte del arrecife es constantemente erosionada y aplanada por la acción del oleaje, que también provoca la aparición de canales, a veces se forman como túneles submarinos. Las rocas que se forman pueden ser de un bindstone a un framestone en la cresta y grainstone y rudstone en el llano.
- **Espalada del Arrecife:** Esta parte es la laguna del arrecife, y el suelo de la laguna está formado por lodo calcáreo en las partes profundas y por arenas en las regiones someras y turbulentas. Los sedimentos están compuestos de pelotillas fecales, arenas de foraminíferos, arenas de algas corales y algas calcáreas, juntos con otras arenas de fósiles y con finas intercalaciones de lodo carbonatado. El tamaño del grano aumenta a través de la laguna y en dirección del arrecife, formando conglomerados debido a los restos orgánicos que se desprenden del arrecife y que son acarreados hacia la laguna por las tormentas. Las rocas que se forman pueden ser bafflestones, floatstones y ocasionalmente framestones, con una matriz de fósiles que van desde un wackestone a un packestone.

Bancos Orgánicos

Las partículas detríticas biogénicas pueden acumularse por la acción del oleaje y corrientes, así como por entrapamiento especialmente por organismos bentónicos. Estos bancos orgánicos muestran una gran diversidad de formas y tamaños, dependiendo de la profundidad del agua, procesos locales, influjo terrígeno, etc. Las partículas esqueléticas incluyen: equinodermos, moluscos, algas, foraminíferos, briozoarios y corales. Los foraminíferos planctónicos llegan a ser abundantes en la plataforma externa y

son buenos indicadores para determinar la profundidad. La bioturbación es muy intensa, excepto en las marcas de oleaje y en la estratificación cruzada cuando éstas se presentan en los depósitos.

Estos bancos pueden ser locales y solo de algunos metros de espesor; aunque pueden extenderse por cientos de kilómetros y acumularse cientos de metros de sedimentos carbonatados. Ejemplos de este tipo de depósito han sido interpretados para el Devónico y el Cretácico.

La mayor parte de los sedimentos carbonatados resultan básicamente de procesos químicos y bioquímicos que ocurren en un ambiente marino de aguas someras limpias y cálidas. En una correlación mundial de este tipo de sedimentos, se observa en la fig. 1.11, que tal depositación se lleva a cabo en aguas principalmente ecuatoriales asociadas a corrientes marinas cálidas

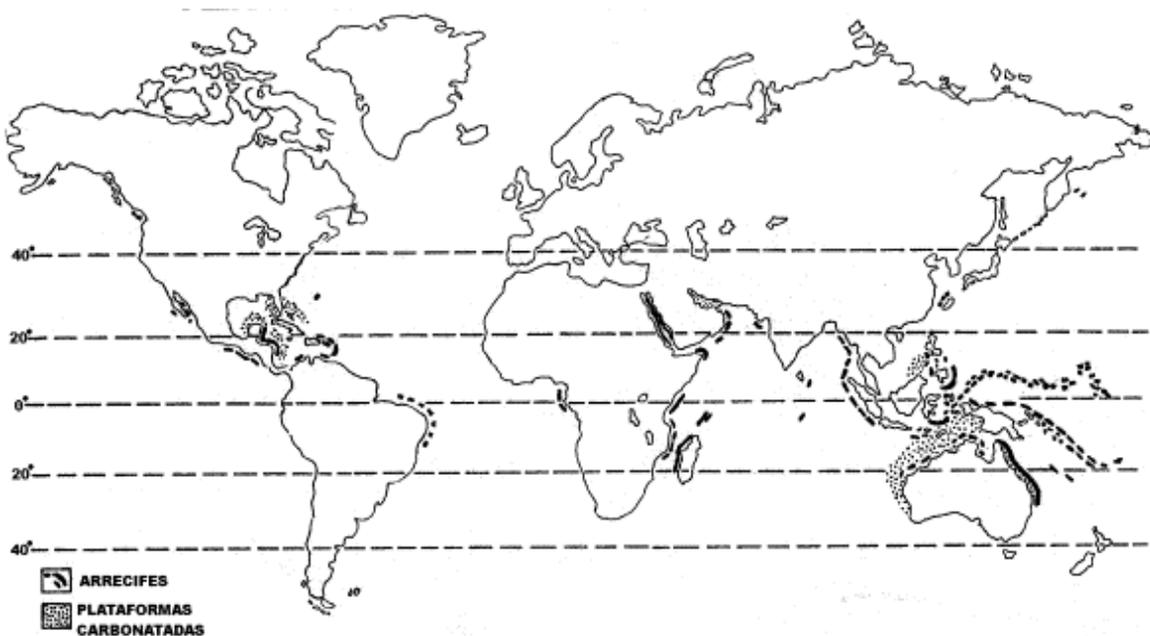


Fig.1.11 Distribución de sedimentos carbonatados actuales

1.3.4.3. Diagénesis en las Rocas Carbonatadas.

Son las alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos dentro de una roca sedimentaria a temperaturas y presiones relativamente bajas que pueden resultar en cambios a la mineralogía y textura original de la roca.

Después de la depositación, los sedimentos son compactados debido al sepultamiento por estratos sucesivos, y cementados por minerales que se precipitan formando soluciones. Los granos de sedimento, fragmentos de roca y fósiles pueden ser remplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad usualmente

decrementa en la diagénesis, excepto en casos raros como disolución de minerales y dolomitización.

Los cinco procesos más importantes de la diagénesis en las rocas carbonatadas son: cementación, neomorfismo, disolución, compactación y dolomitización.

La diagénesis puede ser ortoquímica, cuando la composición se mantiene, o aloquímica cuando existe adición o cambio en la composición química de la roca.

Cementación:

La cementación se produce cuando determinados materiales con alta capacidad cementante que son arrastrados en solución, consiguen atravesar los sedimentos permeables y depositarse entre sus poros. Cuando se produce la compactación, la cementación convierte a los materiales sedimentados en rocas duras. Este proceso es uno de los más importantes en la formación de las rocas sedimentarias. Los materiales de cementación más comunes suelen ser carbonatos como calcita, sílice e hidratos de hierro.

Neomorfismo:

Folk (1965) introduce el término neomorfismo, para incluir todas las transformaciones, de un mineral a sí mismo a un polimorfo.

En otras palabras el neomorfismo es la transformación o cambio del mineral de carbonato de calcio, éste puede permanecer intacto o convertirse en un mineral polimorfo.

Existen dos aspectos importantes del neomorfismo: la transformación polimórfica de la aragonita a calcita y la recristalización de calcita a calcita. Ambos procesos toman lugar en presencia del agua, a través de disolución- reprecipitación.

Disolución selectiva:

El carbonato es disuelto selectivamente, como por ejemplo en los estilolitos, o disolución de granos de carbonato de calcio. Esto produce porosidad secundaria en ambiente poco o no saturado de carbonato de calcio.

Sedimentación:

La sedimentación es el proceso de asentamiento de los materiales transportados cuando pierden la mayor parte de su energía. A las zonas de bajo nivel de energía que se depositan estos materiales se les denomina cuencas sedimentarias. Estas cuencas se concentran en zonas continentales en forma de morrenas glaciales (acumulación de rocas por el avance de los glaciares), cuencas lacustres endorreicas (materiales que cierran el paso a las aguas formando un lago), también en los desiertos por efecto de antiguas

corrientes fluviales, etc.; e igualmente en zonas marinas como plataformas continentales, o taludes marinos (límite de la plataforma continental con el mar que corresponde con una ruptura de la pendiente del fondo marino).

Compactación:

La compactación es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso, al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan las inferiores consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento.

Litificación:

Es el proceso de transformación de los materiales sedimentarios en rocas sedimentarias. Se distinguen las fases de compactación, diagénesis, cementación y metasomatismo.

Metasomatismo:

Es el proceso por el cual se produce un cambio en la composición mineralógica de las rocas sólidas. Tiene lugar por la introducción de nuevas sustancias y la desaparición de otras ya existentes en el interior de la roca. Se estima que este mecanismo de transferencia puede ser producto por corrientes de fluidos que atraviesan los macizos rocosos, por vapores o por migraciones de la materia debidos a cambios importantes de presión y temperatura. Un ejemplo de metasomatismo común es la transformación de calcita en dolomita.

1.3.4.4. Clasificación de las Rocas Carbonatadas

Existen cuatro clasificaciones de mayor uso en la actualidad, cada una se enfoca o hace énfasis en un aspecto diferente, algunas de estas se fundamentan en la clasificación de Dunham, basada en la textura, y es la más ampliamente usada.

Las clasificaciones son:

- Clasificación de Dunham (1962).
- Clasificación de Folk (1962).
- Clasificación de Embry y Klovan (1971).
- Clasificación por tamaño de grano.

Clasificación de Dunham

Una de las ventajas de esta clasificación es que teniendo una muestra de la roca es fácil identificarla de acuerdo a uno de los siete términos básicos que propone Dunham, y unos pocos que resultaron de modificaciones posteriores a su trabajo.

Los términos de Dunham son presentados a continuación:

- **Mudstone:** Este es el término para las 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.
- **Wackstone:** En este caso 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.
- **Packstone:** Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, pero aquí ya no son soportados por el lodo sino por granos, esto es que ya no parecen flotar si no que están apoyados unos con otros.
- **Grainstone:** La cantidad de granos es superior a la de una packstone, con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (fango cristalino).
- **Boundstone:** Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (como son colonias de corales y estromatolitos).

En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de Dunham en forma práctica.

| | | | | |
|---|--------------|----------------------|----------------------|---------------------------|
| La textura original del depósito es reconocible | | | | La textura no se reconoce |
| Los componentes originales no están soldados | | | Componentes soldados | CARBONATOS CRISTALINOS |
| Contiene Lodo | | Sin lodo | | |
| Sostenida por lodo | | Sostenida por granos | | |
| % Granos vs Matriz | | | | |
| < 10 % Granos | > 10% Granos | PACKSTONE | GRAINSTONE | |
| | | | | |

Tabla 1.1 Sistema de clasificación de rocas carbonatadas ideado por Dunham (1962).

Clasificación de Folk

Se puede hacer una división práctica en tres familias principales de calizas determinando las diferentes proporciones de los tres miembros externos. Las aloquemas o aloquímicos representan la estructura de la roca e incluyen las conchas, oolitas o pellets que constituye la parte principal de la mayor parte de las calizas. El fango microcristalino representa una “matriz” del tamaño de arcilla cuya presencia significa falta de corrientes vigorosas, así como la presencia de una matriz de mineral arcilloso indica un lavado

pobre. El cemento de calcita simplemente llena los espacios poroso de la roca donde el fango microcristalino ha sido deslavado o no estaba disponible, así como las areniscas porosas no arcillosas se cementan con precipitados químicos, tales como cementos de calcita o cuarzo. De aquí que las propiedades relativas de fango microcristalino y de cemento de calcita espática sean un rasgo importante de las rocas, puesto que muestran el grado de “clasificación” o el vigor de la corriente del ambiente en forma análoga a la madurez textural en las areniscas.

Las tres familias son las siguientes:

- 1) **Rocas aloquímicas espáticas:** Consisten principalmente de constituyentes aloquímicos cementados por calcita espática. En estas rocas las partículas sólidas (intraclastos, oolitas, fósiles y pellets) han sido apiñadas por corrientes poderosas o suficientemente persistentes para cernir y retirar cualquier fango microcristalino, que de otro modo podría haberse acumulado como matriz, y los poros intersticiales han sido llenados más tarde por un cemento de caliza espática precipitada directamente.
- 2) **Rocas aloquímicas microcristalinas:** Estas rocas también contiene aloquemas, pero en este caso las corrientes no fueron lo bastante fuertes o persistentes para cernir y retirar el fango microcristalino que permaneció como matriz; la caliza espática es muy subordinada o escasa, debido simplemente a que no hubo espacio poroso disponible en el que se formara.
- 3) **Rocas microcristalinas:** Estas representan el tipo opuesto al primer grupo, en tanto que consisten casi completamente de fango microcristalino con muy poco o nada de materia aloquímica. Estas rocas implican tanto una rápida precipitación como la ausencia de corrientes y persistentes. Texturalmente equivalen a las arcillas de las rocas terrígenas.

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 coherente y resistente durante su crecimiento, tales como los biohermas, se clasifican en una cuarta familia debido a su modo de génesis único, y estas rocas son denominadas Biolitas.

En la tabla 1.2 se presenta para rocas carbonatadas de Folk de manera práctica y resumida.

Embry y Klovan

Embry y Klovan en (1971), añadieron varios términos adicionales a la clasificación de Dunham, (1962) tabla 1.3, tanto para indicar tamaño de grano (floatstone y rudstone) como el tipo de crecimiento orgánico para el caso de los boundstones (bafflestone, bindstone y framestone).

Floatstone: 10 % o más de los granos son mayores a 2 mm de diámetro y la matriz es de lodo (como una packstone)

Rudstone: 10 % o más de los granos son mayores de 2 mm de diámetro y la matriz es de esparita (como una grainstone).

Bafflestone: Son las formadas por organismos que actúan como impidiendo el paso, (como brazos ramificados).

Blidstone: Estas contienen fósiles tubulares o laminares incrustados, formando intercalaciones durante su depositación.

Framestone: Formadas por organismos que construyen estructuras rígidas (como caparazones).

| Composición volumétrica de aloquímicos | | > 10 % de Aloquímicos | | < 10 % Aloquímicos | | Rocas Biohermales |
|--|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|---|--|
| | | Calcita espática > Matriz micritica | Matriz micritica > Calcita espática | 1 – 10 % Aloquímicos | < 1 % Aloquímicos | |
| > 25 % intraclastos | | Intraparrudita Intraesparita | Intramicrodita Intramicrocrita | A b u n d a n t e s A l o q u í m i c o s | Intraclastos Microcrita con intraclastos | Organismos en posición de crecimiento Biolitita |
| < 25 % intraclastos | | Oosparrudita Oosparita | Oomicrodita Oomicrocrita | | Ooides Microcrita con oolitas | |
| < 25 % intraclastos | > 25 % ooides | Bioesparudita Biosparita | Biomicrodita Biomicrocrita | | Fósiles Microcrita fosilifera | |
| | < 25 % Ooides | Biopelsparudita Biopelspanta | Biopelmicrodita Biopelmicrocrita | | Presenta Dismicrocrita | |
| | Volumen Fósiles /peloides | Pelspanta | Pelmicrocrita | Peloides Microcrita peletifera | | |

Tabla 1.2 Sistema de clasificación rocas carbonatadas ideado por Folk (1962).

| CLASIFICACION DE CALIZAS (DUNHAM MODIFICADO) | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------------------------------------|-----------|---|----------------------|------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|--|-----------------------------------|
| Textura deposicional reconocible | | | | | | | | | | Textura deposicional no reconocible | | | | |
| Componentes originales no entrelazados durante el depósito | | | | | | | Componentes originales entrelazados durante el depósito | | | | Caliza cristalina | | | |
| Partículas menores a 2 mm | | | | | Partículas mayores a 2 mm alóctonos | | | | | BOUNSTONE | | | | |
| Soportado por lodo | | | | | Soportado por partículas | | | | | Soportado por lodo | Soportado por partículas | Crecimiento primordialmente vertical | Crecimiento primordialmente horizontal | Crecimiento vertical y horizontal |
| < 10 % de Partículas | | | > 10 % de Partículas | | > 10 % de lodo | | < 10 % de lodo | | | | | | | |
| MUDSTONE | | | WACKSTONE | | PACKSTONE | | GRAINSTONE | | | FLOODSTONE | RUDSTONE | BAFFLESTONE | BINDSTONE | FRAMESTONE |
| 0 – 10 % | 10 – 20 % | 20 – 30 % | 30 – 40 % | 40 – 50 % | 50 – 60% | 60 – 70% | 70- 80 % | 80 – 90 % | 90 – 100 % | | | | | |
| MUDSTONE | MUDSTONE-WACKSTONE | WACKSTONE-MUDSTONE | WACKSTONE | WACKSTONE-PACKSTONE | PACKSTONE-WACKSTONE | PACKSTONE | PACKSTONE-GRAINSTONE | GRAINSTONE-PACKSTONE | GRAINSTONE | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Dolomia | | | |

Tabla 1.3 Sistema de clasificación de rocas carbonatadas ideado por Embry y Klovan (1971).

Clasificación por Tamaño de Grano.

Esta es una de las más simples, y es frecuentemente usada, ya que divides 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 Calcirudita.
- Si la mayoría de los granos se encuentran entre 2 mm y 62 µmm, entonces es una Calcarenita.
- Por último si la mayoría de los granos son menores a los 62 µmm, entonces se llama Calcilutita.

1.4. Propiedades de las Rocas.

1.4.1. Porosidad.

La porosidad de un medio poroso se denota con el símbolo Φ y se define como la relación de espacio vacío, o volumen poroso, entre el volumen total de roca. Esta relación se expresa en fracción o porcentaje. Cuando se usa un valor de porosidad en una ecuación regularmente se expresa en fracción. El término de la *porosidad de hidrocarburos* se refiere aquella parte de la porosidad que contiene hidrocarburos. Esto es la porosidad total multiplicada por la fracción de volumen de poro que contiene hidrocarburos. La porosidad en los yacimientos carbonatados tiene un rango de variación entre 1 a 30%.

$$\phi = \left(\frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total de Roca}} \right) * 100 \dots\dots\dots 1.1$$

La porosidad en fracción solo es usada para cálculos, por lo que es más general usarla en forma porcentual.

Los términos porosidad efectiva o espacio de poros conectados son comúnmente usados para denotar a la porosidad que sirve para el desplazamiento de los fluidos.

El tipo de poro más común en rocas sedimentarias es intergranular. El porcentaje de porosidad intergranular en un empaque cúbico y con granos esféricos puede calcularse alrededor de 47.6%, figura 1.12. El empaque cúbico es el arreglo más abierto para los granos. El empaque romboédrico por lo contrario del cúbico es el más cerrado para esta clase de granos, y su porosidad se calcula aproximadamente en 25.9%, figura 1.12.

Los huecos en las calizas tienen un rango en tamaño desde un micrón hasta metros de diámetro. Para las calizas, se pueden aplicar las reglas generales para rocas detríticas, pero la tendencia a la cementación que reduce el volumen y tamaño de los huecos, juega un papel más importante, siendo más fáciles los fenómenos de solución – precipitación en la calcita que en el sílice.

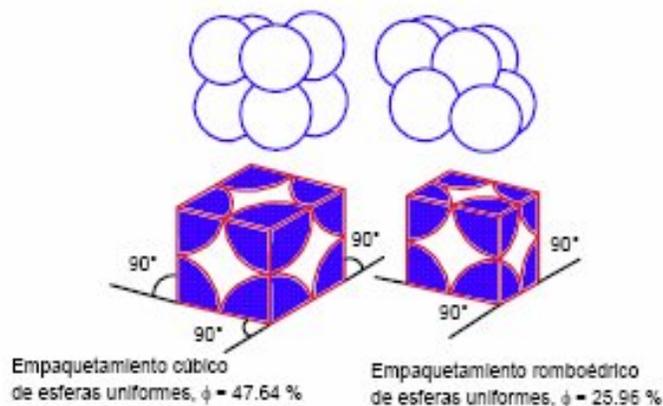


Figura 1.12 Esquema de comparación entre un empaque cúbico y un empaque romboédrico.

Es posible diferenciar los tipos de huecos en las rocas calcáreas (Holth, 1948), siendo distinto el papel de cada uno en los caracteres del almacén o yacimiento:

- Huecos entre partículas detríticas, o parecidas desde el punto de vista de la textura, a partículas detríticas, conglomerados y arenas de elementos calcáreos (calciruditas y calcarenitas), calizas oolíticas, lumaquelas, calizas de entroques.
- Huecos entre los cristales, calizas cristalinas, sea cual sea el tamaño de los cristales de calcita.
- Huecos a lo largo de los planos de estratificación, debidos a diferencias en el material depositado, y en el tamaño y ordenación de los cristales.
- Huecos en la estructura de los esqueletos de los invertebrados o en el tejido de las algas fósiles.

Las mayores porosidades, aparecen en las calizas coquinoides, donde se suman los huecos de las conchas y los huecos debidos a su arreglo en la roca.

Las calizas oolíticas, proporcionan igualmente buenas porosidades, así como las calizas construidas por pólipos y algas.

Las porosidades debidas a los huecos existentes entre los planos de estratificación y los huecos intercristalinos, 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 las aguas subterráneas a través de toda la masa de roca caliza, factor esencial de la porosidad y permeabilidad secundarias.

El espacio poroso puede ser subdividido de acuerdo al tiempo en que se desarrolló; esto es: si se formó durante la depositación de los sedimentos (porosidad primaria), o si se desarrolló subsecuentemente a esta (porosidad secundaria).

1.4.1.1. Porosidad Primaria

La porosidad primaria en las rocas carbonatadas puede ser hasta de 70% de acuerdo al depósito. Ejemplos de máxima porosidad se encuentran en depósitos como: Lodos de laguna, 70%; estructuras arrecifales, 60%; restos arrecifales, 60%; grainstones ooidales, 40%. Esta porosidad ocurre entre los granos y dentro de ellos. En los lodos, la alta porosidad inicial es rápidamente reducida por compactación mecánica en 40%. En las arenas la porosidad primaria se reduce por cementación y compactación química. Una porosidad de 20% es considerada alta para las calizas; la mayoría de las calizas anteriores al Cenozoico tienen una porosidad por debajo del 3%. Para preservar la porosidad primaria, los sedimentos deben:

- I. Tener una buena porosidad inicial.
- II. Tener huecos con cementación total temprana.
- III. No tener compactación tanto mecánica como química.

En el principio de la diagénesis, la cementación de los carbonatos es más rápida en sedimentos expuestos a agua fresca en abundancia (particularmente en la zona freática). Consecuentemente, la preservación de la porosidad primaria y el intergranulado primario son favorecidos, primero en carbonatos de agua somera que se acumulan en regiones áridas. Y segundo en carbonatos de aguas profundas que son bien removidos por corrientes de agua fresca.

1.4.1.2. Porosidad Secundaria

Los huecos que confieren a las rocas carbonatadas la característica de porosidad secundaria, y hace a menudo de estas rocas excelentes yacimientos pueden agruparse en tres categorías:

- Aberturas y huecos de disolución relacionados con la circulación del agua.
- Huecos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas. (dolomitización).
- Fracturas, fisuras y cavernas, sea cual sea su origen.

Existen varias características de espacio poroso y sistemas porosos, por ejemplo el tamaño, la forma, relación con la permeabilidad, etc. Las cuales ayudan a comprender la evolución de la porosidad en la roca. Estas características son usadas para la clasificación de la porosidad de los carbonatos.

Se le denomina sistema poroso, a un conjunto muy grande de huecos (poros) los cuales están conectados por unas pequeñas gargantas. Estas conexiones mediante las gargantas es lo que se conoce como tortuosidad. La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento es más eficiente cuando la relación poro/garganta es pequeña, otro factor importante para la recuperación eficiente de hidrocarburos es el número de conexiones, esto se requiere a cuantas gargantas se conectan a cada poro, entre mayor sea este número la recuperación será mayor. La recuperación eficiente será rápidamente influenciada por el tipo y el grado de heterogeneidad del sistema poroso.

La porosidad puede presentar una buena relación con la permeabilidad, sin embargo puede que no sea así, en las rocas calizas es normal encontrar que tienen buenas porosidades, pero con bajas permeabilidades; por ejemplo, huecos que están dentro de los granos, pero que no se conectan con otros. Los sistemas de poro pueden mostrar tendencias del flujo de fluidos, de tal forma que se observa más facilidad de flujo en una dirección que en otra.

1.4.1.3. Clasificación de la Porosidad en Carbonatos (Lucia, 1983)

De acuerdo con este autor la porosidad debe ser clasificada en términos de la estructura de la roca y de sus propiedades petrofísicas en orden para integrar la información geológica y de ingeniería.

Este autor divide al espacio poroso en dos grupos principales que son porosidad interpartícula, figura 1.13 y porosidad vugular, figura 1.14.

Porosidad Interpartícula

En ausencia de la porosidad por vugulos, la distribución del tamaño de poro en rocas carbonatadas puede escribirse en términos del tamaño de partícula, su acomodo y de la porosidad entre los granos.

Porosidad Vugular

La adición del espacio poroso por vugulos al espacio poroso interpartícula altera las características petrofísicas, al cambiar la manera en la que se conecta el espacio poroso, todo el espacio se conecta de algún modo.

Esta porosidad se subdivide en dos grupos, basados en la forma en la que los vugulos se encuentran, los grupos son: vugulos separados y vugulos conectados.

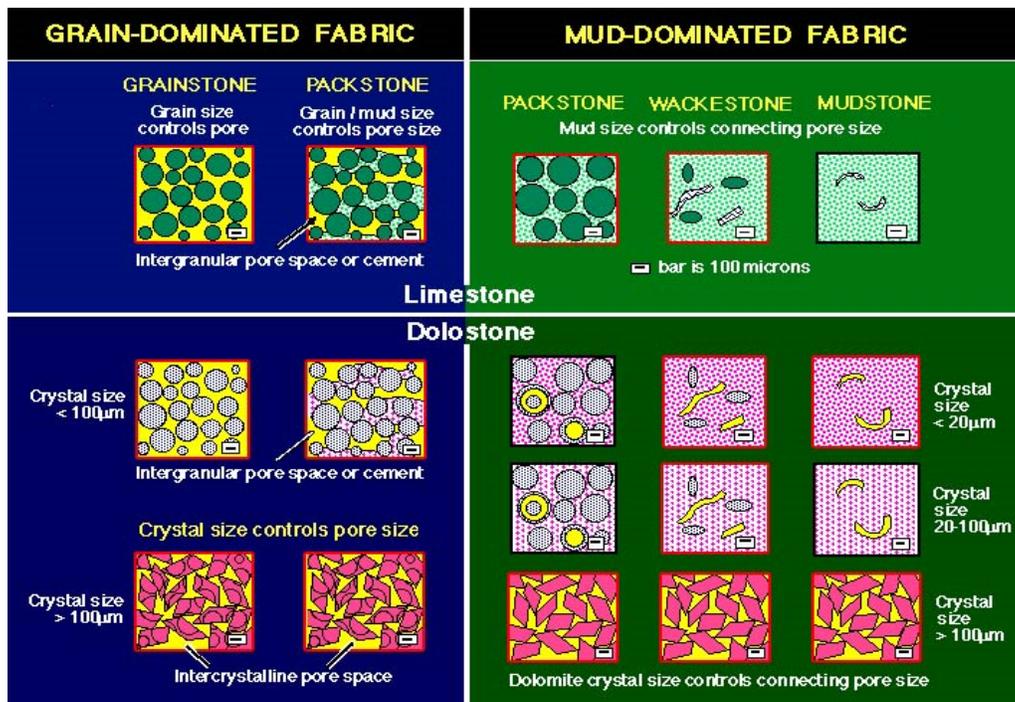


Fig. 1.13 Porosidad interpartícula, Lucia, 1983.

Vúgulos Separados

Los vúgulos separados son definidos como el espacio poroso que se encuentra interconectado únicamente a través de porosidad interpartícula. El tamaño de estos vúgulos es generalmente mayor al doble del tamaño de las partículas, algunos ejemplos de este tipo de porosidad son: espacio poroso intrafósil como pequeñas conchas de un gasterópodo, espacio poroso de molde como disolución de granos, o cristales de dolomita.

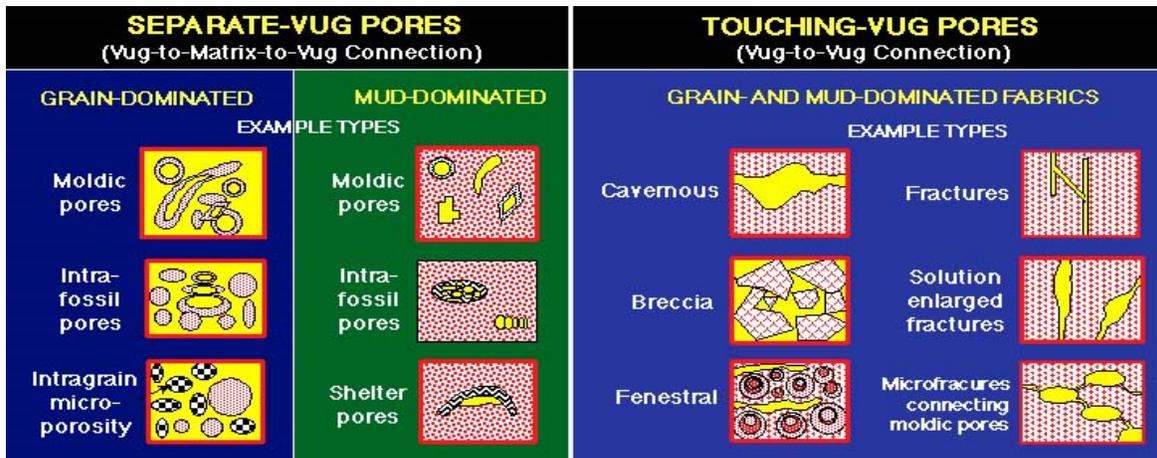


Fig.1.14 Porosidad Vugular, Lucia, 1983.

Vúgulos Conectados

Los vúgulos conectados son definidos como el espacio poroso que forma sistemas porosos interconectados que son independientes de la porosidad interpartícula. El tamaño de los vúgulos es significativamente más grande que el tamaño de las partículas, algunos ejemplos de este tipo de porosidad son: cavernas, brechas, fracturas y fracturas agrandadas por disoluciones.

1.4.2. Saturación de Fluidos.

La saturación de un fluido en un medio poroso, es la cantidad relativa de agua, aceite y gas en los poros de una roca, expresada normalmente como un porcentaje de volumen de poros. La saturación se puede expresar tanto como fracción y porcentaje, pero es usado como fracción en las ecuaciones. La saturación de todos los fluidos presentes en el medio poroso es igual a 1.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots 1.2$$

Donde "f" puede representar: aceite (o), agua (w) o gas (g).
 V_p = Volumen Poroso

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los fluidos, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones; dentro de las más comunes se tiene:

Saturación inicial: es aquella a la cual es descubierto el yacimiento.

Saturación remanente: es la que se tiene después de un periodo de la explotación, en una zona determinada; dependiendo de los movimientos de los fluidos, los procesos a los cuales está sometiendo el yacimiento y el tiempo, ésta puede ser igual o menor que la saturación inicial; la saturación residual es un caso particular de la saturación remanente.

Saturación crítica: es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso, en un proceso en el que aumenta la saturación de ese fluido.

Con los datos de presión capilar y las saturaciones se pueden generar curvas de presión capilar, las cuales ayudan a conocer la distribución de los fluidos.

Entre estas curvas de presión capilar se tienen las de drene. Este tipo de curvas se obtienen desplazando al fluido mojante mediante la inyección de un fluido no mojante, (ejemplo: sistema agua-aire) para obtener la saturación irreductible de la fase mojante, que en los yacimientos sería la saturación de agua irreductible.

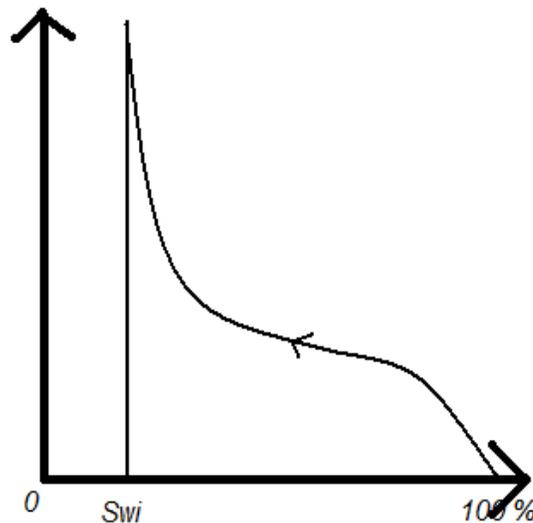


Fig. 1.15 Gráfica de Presión Capilar (curva de Drene).

También se tiene el proceso de imbibición que se obtiene desplazando ahora al fluido no mojante con el fluido mojante.

La diferencia que se observa en las saturaciones finales, es debida a la saturación residual de la fase no mojante (S_{or} , saturación de aceite residual), figura 1.16.

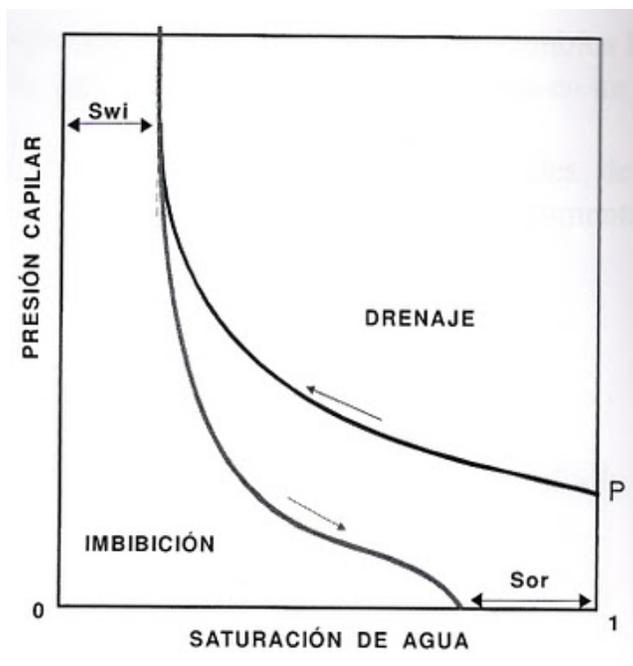


Fig.1.16 Gráfica que muestra los procesos de drenaje e imbibición.

Esta saturación residual de la fase no mojanete es el resultado del atrapamiento de pequeñas acumulaciones de fluido no mojanete en los espacios porosos más reducidos. Para ejemplificar este proceso en la gráfica Fig. 1.17 se muestra un análisis de las saturaciones de las curvas de drene y de imbibición a diferentes presiones capilares, y los esquemas de cómo se podrían representar tales saturaciones en la roca.

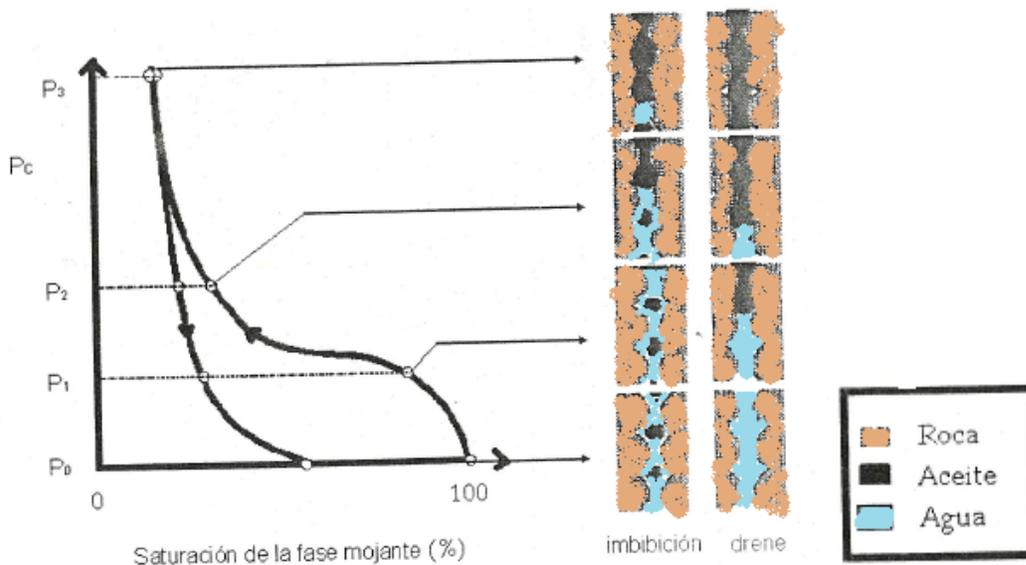


Figura 1.17 Curvas de presión capilar (lado izquierdo), con distribución de fluidos dentro del poro (lado derecho).

1.4.3. Mojabilidad.

Es definida como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre la superficie de un sólido en la presencia de otros fluidos inmiscibles. El concepto de mojabilidad es ilustrado en la figura 1.18. Pequeñas gotas de tres diferentes fluidos (mercurio, aceite y agua), son colocadas sobre una superficie pulida. Se observa que la gota de mercurio mantiene una forma esférica, la gota de aceite adopta una forma hemisférica, pero la gota de agua tiene de extenderse sobre la superficie pulida.

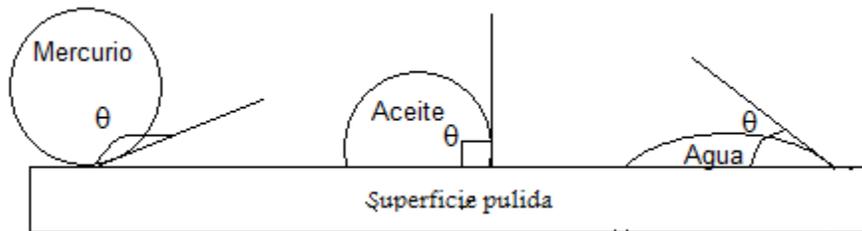


Fig. 1.18 Gotas de tres diferentes fluidos sobre una superficie pulida.

La tendencia de un líquido a expandirse o extenderse sobre la superficie de un sólido es un indicador de mojabilidad. Esta tendencia de extenderse puede expresarse más convenientemente por la medición del ángulo de contacto de líquido-sólido en la superficie. Este ángulo es mejor conocido como ángulo de contacto θ .

El ángulo de contacto ha logrado ser significativamente una medida de la mojabilidad. Como se muestra en la figura, conforme el ángulo de contacto decrece, la mojabilidad del líquido incrementa. Cuando la superficie es completamente mojante por cierto fluido se evidencia por un ángulo de contacto igual a cero, y cuando es no completamente mojante se evidencia por un ángulo de contacto igual a 180° . Existen diferentes definiciones para mojabilidad intermedia, en mucha literatura publicada, los ángulos de contacto van de 60° a 90° que tienden a rechazar el líquido.

La mojabilidad de las rocas del yacimiento hacia los fluidos es importante en el hecho de que la distribución de los fluidos en el medio poroso es función de la mojabilidad. Debido a las fuerzas de atracción, la fase mojante tiende a ocupar los poros pequeños de la roca, y la fase no mojante ocupa los canales más grandes.

1.4.4. Tensión Superficial e Interfacial.

Al tratar con un sistema multifásico, es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interfase cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, el término a usarse es tensión superficial para describir las fuerzas que actúan sobre la interfase. Cuando la interfase es entre dos líquidos, las fuerzas que actúan son llamadas tensión interfacial.

La superficie de los líquidos regularmente está cubierta por una fina película, la cual posee una pequeña fuerza, que actúa como una membrana delgada y que opone cierta resistencia al querer romperla. Esto sucede debido a la atracción entre moléculas dentro del sistema dado. Todas las moléculas son atraídas una hacia otra en proporción al producto de sus masas e inversamente al cuadrado de las distancia entre ellas.

Considerando dos fluidos inmiscibles, aire (o gas) y agua (o aceite) como es mostrado esquemáticamente en la figura 1.19. Una molécula de líquido, la cual está a distancia de la interfase, es rodeada por las otras moléculas de líquido, lo que tendrá un resultado neto de fuerza de atracción sobre la molécula igual a cero. Sin embargo, una molécula en la interfase tiene una fuerza actuando sobre ella que viene de las moléculas del aire (gas) que se encuentran inmediatamente sobre la interfase y de las moléculas de líquido que se encuentran inmediatamente por debajo de la interfase. El resultado de fuerzas es desbalanceado y como resultado nos da la tensión superficial. La fuerza de atracción desbalanceada entre las moléculas crea una membrana como si se tratase de una superficie con una tensión medible, es decir, tensión superficial.

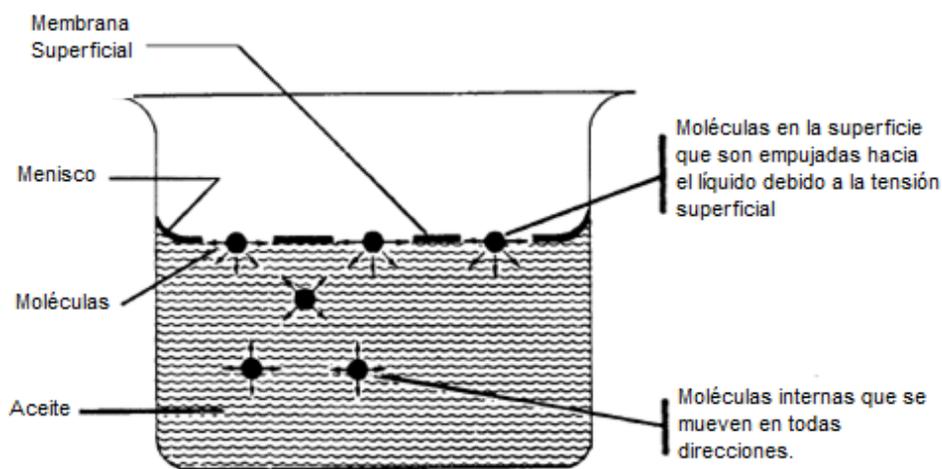


Fig. 1.19 Esquema que representa el efecto de la tensión superficial.

De hecho, si se coloca cuidadosamente una aguja sobre la superficie del líquido, esta flotará debido al soporte de la delgada membrana, a pesar de que la aguja es considerada más densa que el líquido.

La tensión superficial o interfacial tiene las unidades de fuerza por unidad de longitud, por ejemplo dinas/cm, y es usualmente denotado por el símbolo σ .

1.4.5. Presión Capilar.

Las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero son el resultado del efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de la roca y los fluidos, del tamaño de la garganta del poro y geometría y de la mojabilidad del sistema. Cualquier superficie curvada entre dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia a contraerse a una área lo más pequeña posible por unidad de volumen. Esto es cierto en los fluidos como agua y aceite, agua y gas (incluso el aire), o aceite y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión de los dos fluidos, a lo cual dependerá la curvatura de la interfase de los fluidos. A esta diferencia de presión la llamamos presión capilar y se denota como P_c , dicho de otra manera es la diferencia de presiones existentes entre una interfase curvada que se tiene entre dos fluidos no miscibles, que comúnmente ocupan un sistema capilar.

El desplazamiento de un fluido por otro en el medio poroso puede ayudar o ir en contra de las fuerzas de superficie de la presión capilar. Como consecuencia, con el fin de mantener un medio poroso parcialmente saturado con fluido no mojante y mientras el medio poroso es también expuesto a un fluido mojante, es necesario el mantener la presión del fluido no mojante en un valor mayor que la del fluido mojante. Para un medio poroso se ha definido como la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante; o también se define como la diferencia de presiones a través de la interfase de los fluidos.

Presión Capilar = Presión de la fase no mojante – Presión de la fase mojante

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad \dots\dots\dots 1.3$$

Esto es, la presión excesiva del fluido no mojante es la presión capilar y esta cantidad está en función de la saturación.

Curvas de Presión Capilar

La Fig. 1.20 muestra un caso menos idealizado. En este caso, la curva de trazo grueso muestra el cambio de la saturación de agua con la altura, correspondiente a un sistema poroso heterogéneo, pero uniforme.

En dicha Figura se identifican algunos puntos y zonas típicas de las curvas de presión capilar.

FWL = Nivel de agua libre ("Free Water Level"). Es el nivel en el que se presentaría la interfase agua petróleo en ausencia de medio poroso.

WOC = Contacto Agua-Aceite ("Water Oil Contact"). Es el nivel más bajo en que se puede detectar petróleo. La diferencia entre el WOC y el FWL corresponde al ascenso capilar generado por los poros de mayor diámetro del sistema poroso.

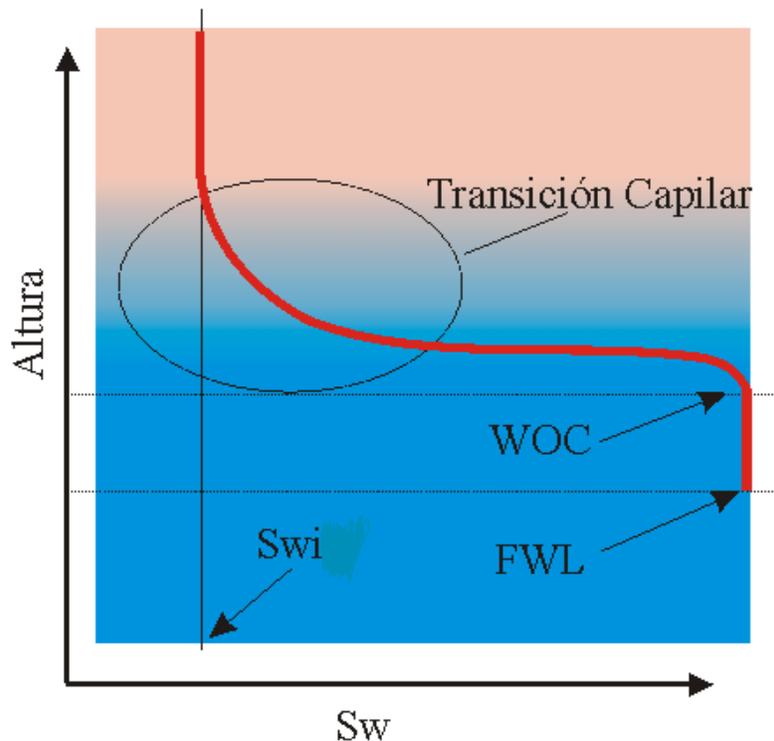


Figura 1.20. Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar.

S_{wi} = Saturación de agua irreductible. Es la mínima saturación de agua obtenida por desplazamiento capilar. En los capilares cilíndricos *la* S_{wi} es nula (no hay fase residuales), pero en los medios porosos naturales toma valores, en general superiores al 10 ó 15 % VP, siendo frecuentes S_{wi} superiores al 25% VP.

Zona de Transición Capilar: Es la zona que incluye todos los niveles en que la S_w varía entre el 100 % y la S_{wi} .

1.4.6. Permeabilidad.

Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para permitir el flujo de fluidos a través de esta. La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad de gran importancia debido a que controla la dirección del movimiento y el gasto de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación. Esta caracterización de la roca fue definida por el matemático Henry Darcy en 1856. De hecho la ecuación que define la permeabilidad en términos medibles es conocida como Ley de Darcy.

Darcy desarrollo un ecuación de flujo de fluido que se ha convertido es una herramienta matemática estándar del ingeniero petrolero. Si un flujo lineal horizontal de un fluido

incompresible se pasa a través de un núcleo de longitud L y una sección transversal de área A , entonces la ecuación que gobierna al fluido es definida por:

$$v = - \frac{k dp}{\mu dL} \dots\dots\dots 1.4$$

Donde

v = velocidad aparente del fluido, cm/seg

K = permeabilidad, Darcys

μ = viscosidad del fluido, cp

dp/dL = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

La velocidad v , en la ecuación anterior no es la velocidad actual de flujo pero es la velocidad aparente que se obtiene de dividir el gasto entre el área transversal por la cual los fluidos pasan. Sustituyendo la relación, q/A , en lugar de v en la ecuación anterior y despejando q , obtenemos:

$$q = - \frac{kA dp}{\mu dL} \dots\dots\dots 1.5$$

Donde

q = gasto a través del medio poroso, /seg

A = área de sección transversal,

Con un gasto de centímetro cúbico por segundo a través del área de sección transversal de un centímetro cuadrado con un fluido de viscosidad igual a un centipoise y un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro de longitud, es obvio que k es igual a uno. Para las unidades descritas anteriormente, han sido arbitrariamente asignado a una unidad conocida como Darcy en honor del hombre responsable para el desarrollo de la teoría del flujo a través del medio poroso. Entonces, cuando todas las partes de la ecuación anterior tienen valores igual a uno, k tiene el valor de un Darcy.

Un Darcy es un valor relativamente alto de permeabilidad, la mayoría de las permeabilidades que encontramos en los yacimientos son menores a un Darcy. Con el objetivo de sustituir el uso de fracciones en los valores de permeabilidades, un milidarcy, es decir 1md, es igual a mil Darcy:

1 Darcy = 1000 md

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \dots\dots\dots 1.6$$

Donde

L = longitud del núcleo, cm

A = área de sección transversal,

Las siguientes condiciones deben existir durante las medidas de permeabilidad:

- Flujo Laminar
- No exista reacción entre el sistema roca y fluidos
- Solo debe existir solo una fase presente en el medio poroso.

Uno de los fundamentos en los que se basa la Ley de Darcy es que se presenta un solo fluido y que esté llena por completo el espacio poroso de la roca. En la naturaleza el espacio poroso de los yacimientos contienen gas, aceite y agua en diversas cantidades volviéndose el flujo de un fluido más complicado por la interacción que tiene con los otros.

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 difiere para los diferentes tipos de roca, por lo que debe de ser determinada experimentalmente. La relación entre permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, se denomina permeabilidad relativa al fluido y lo que indica es la cantidad del fluido que fluirá de acuerdo a la saturación del mismo.

Cuando el flujo de un fluido se desplaza en igual magnitud en cualquier sentido se dice que la permeabilidad es isótropa, pero por el contrario si el flujo es en una sola dirección, por ejemplo paralelo a las líneas de estratificación, la permeabilidad se dice que es anisótropa.

Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y/o permeabilidad secundaria. La permeabilidad primaria es toda aquella que es ocasionada a través de la matriz. La permeabilidad secundaria es la ocasionada por huecos de disolución como cavernas o molduras, o por fracturas.

1.4.6.1. Permeabilidad de la Matriz.

La permeabilidad en la matriz puede ser evaluada usando la Ley de Darcy:

$$v = - \frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dl} \dots\dots\dots 1.7$$

Donde:

v = velocidad de flujo aparente, cm/seg

μ = Viscosidad del fluido, cp.

dp/dl = Gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm

k = Permeabilidad de la roca, darcys.

La Ley de Darcy fue establecida para las siguientes condiciones:

- 1) Flujo en régimen estático de movimiento.
- 2) Dirección de flujo horizontal y lineal.
- 3) Flujo laminar.
- 4) Condiciones isotérmicas.
- 5) Viscosidad del fluido constante.
- 6) Porosidad saturada al 100%.

Para el caso de un fluido incompresible y lineal, la permeabilidad se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \dots\dots\dots 1.8$$

Donde:

q = gasto, /seg.

A = área transversal al flujo, .

L = distancia, cm.

Debido a que la unidad darcy es demasiado grande para la mayoría de los casos, la unidad con la que se trabaja usualmente es en milésimas de un darcy o milidarcy más propiamente, y se denota como (md).

La ley de darcy expresada en términos del campo petrolero es:

$$q = \frac{0.001127 k A \Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots 1.9$$

Donde:

q = gasto, barriles/día.

k = permeabilidad, md.

A = área, .

Δp = Diferencial de presión, psi.

μ = Viscosidad, cp.

L = distancia, pies.

1.4.6.2. 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.

Se asume una fractura de ancho w , una longitud L , y una extensión lateral de la fractura igual a h , para este sistema el área transversal es A y la ecuación que se usa para combinarla con la Ley de Darcy queda como:

$$q = \frac{w_o A (p_1 - p_2)}{12 \mu L} \dots\dots\dots 1.10$$

Se combina con la Ley de Darcy para flujo laminar en régimen estático de fluidos incompresibles y despejando la permeabilidad, se obtiene la ecuación:

$$k = 8.45 \times 10^6 w_o^2 [\text{darcys}] \dots\dots\dots 1.11$$

Si w es dado en cm, y

$$k = 54 \times 10^6 w_o^2 [\text{darcys}] \dots\dots\dots 1.12$$

Si w es dado en pulgadas.

La doble permeabilidad de un sistema de doble porosidad matriz-fracturas puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$k_{av} = \frac{k_m A_m + k_f A_f}{A} \dots\dots\dots 1.13$$

Donde:

- = Permeabilidad por la doble porosidad.
- = Permeabilidad por fracturas.
- = Área ocupada por las fracturas.
- A = Área transversal.
- = Permeabilidad de la matriz.
- = Área ocupada por la matriz.

1.5. Registros Geofísicos

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es motivo de profundo interés. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de los pozos; es decir, del registro de lo que la barrena atraviesa. Este muestreo se hace en forma directa: estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido.

Un registro geofísico es una gráfica X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, resistividad, tiempo de tránsito, diámetro del agujero, etc.

1.5.1. Tipos de Registros Geofísicos

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo es necesario llevar a cabo la toma de registros. Para estos se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costa fuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Dentro de los objetivos del registro geofísico podemos mencionar:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación (cambios de litología)
- Desviación y rumbo del agujero
- Dirección del echado de formación
- Evaluación de la cementación
- Condiciones mecánicas de la T.R.

Registros en agujero abierto.

- Inducción
- Doble Laterolog
- Neutrón compensado
- Densidad compensada
- Sónico Digital
- Imágenes de pozo

Registros en agujero entubado

- Evaluación de la cementación
- Pruebas de Formación
- Desgaste de tubería.

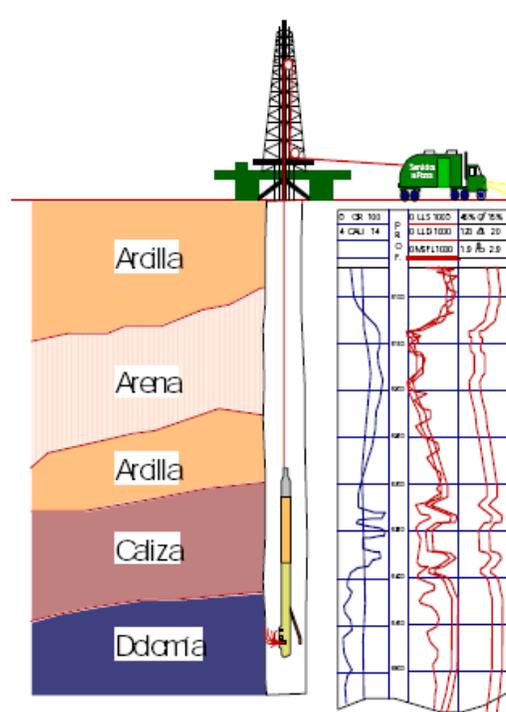


Fig. 1.21. Diagrama esquemático de la toma de registros.

1.5.2. Tipos de Herramientas

El equipo de fondo consta básicamente de la sonda. Este es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie, por medio del cable. Además, recibe e interpreta las órdenes de la computadora en superficie. Las sondas se clasifican en función de su fuente de medida en:

- Resistivas (Fuente: corriente eléctrica)
- Radioactivas (Fuente: cápsulas radiactivas)
- Sónicas (Fuente: emisor de sonido)

En la figura 1.22 se muestran los tres tipos de herramientas.

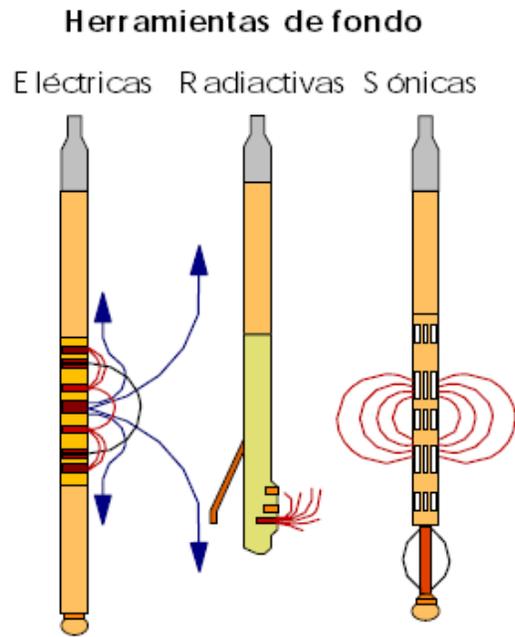


Fig. 1.22. Herramientas de Fondo

De acuerdo con lo anterior tenemos:

Herramientas de registro con principio resistivo (eléctrico):

- Inducción
- Doble inducción
- Doble laterolog
- Microesférico
- Medición de echados
- Microimágenes resistivas de formación

Herramientas de registros radiactivos:

- Neutrón compensado
- Litodensidad compensada
- Espectroscopía de rayos gamma
- Rayos Gamma naturales

Herramientas de registros con principio acústico

- Sónico de porosidad
- Sónico dipolar de imágenes
- Imágenes ultrasónicas

Mediante una cuidadosa interpretación de la respuesta de los registros, es posible evaluar el potencial productivo de la formación. Además, se tienen sistemas de cómputo avanzados para la interpretación.

1.5.3. Registros Resistivos

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan, solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

Inducción y Doble Laterolog

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de doble laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible tomar un registro doble laterolog en lodos no conductivos, como los que son en base de aceite.

Microesférico Enfocado.

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer la resistividad de la zona invadida para realizar correlaciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de resistividad en la zona virgen. Se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la

pared del pozo. El arreglo microséférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación.

Las principales aplicaciones son las siguientes:

- Resistividad de la zona lavada
- Localización de porros y zonas permeables
- Indicador de hidrocarburo móvil
- Calibrador

1.5.4. Registros Nucleares

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas. Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

- Radiación natural (Rayos gamma, espectroscopía)
- Neutrones (Neutrón compensado)
- Rayos gamma (Litodensidad compensada)

Las herramientas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca.

Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de neutrones rápidos y rayos Gamma de alta energía, respectivamente.

Neutrón Compensado

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad. La herramienta es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas tales como litodensidad o el sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Determinación de la porosidad
- Identificación de la litología
- Análisis del contenido de arcilla
- Detección de gas

Litodensidad Compensada

El equipo de litodensidad es una herramienta que utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad así como efectuar una identificación de la litología.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del "Índice de absorción fotoeléctrica". Éste representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis de porosidad
- Determinación de litología
- Calibrador
- Identificación de presiones anormales

Espectroscopia de Rayos Gamma

La respuesta de una herramienta de Rayos Gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo, la herramienta de Rayos Gamma Naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radiactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis del tipo de arcilla
- Detección de minerales pesados

- Contenido de potasio en evaporitas
- Correlación entre pozos

Rayos Gamma Naturales

La herramienta de Rayos Gamma mide la radiactividad natural de las formaciones y es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos tales como potasio y uranio. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos, tales como cenizas volcánicas o granito deslavado o aguas de formación con sales disueltas de potasio.

La herramienta se corre normalmente en combinación con otros servicios y reemplaza a la medida del potencial espontáneo en pozos perforados con lodo salado y lodo con base de aceite.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Indicador de arcillosidad
- Correlación
- Detección de marcas o trazadores radiactivos.

1.5.5. Registros Acústicos

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su energía (empuja) a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original. Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella, la distancia es mayor que la normal. Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman “áreas de compresión” y las de mayor distancia se llaman “áreas de rarefacción”. Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefacciones llamadas ondas. Ésta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio. La figura 1.23 muestra las diferentes ondas y trayectorias.

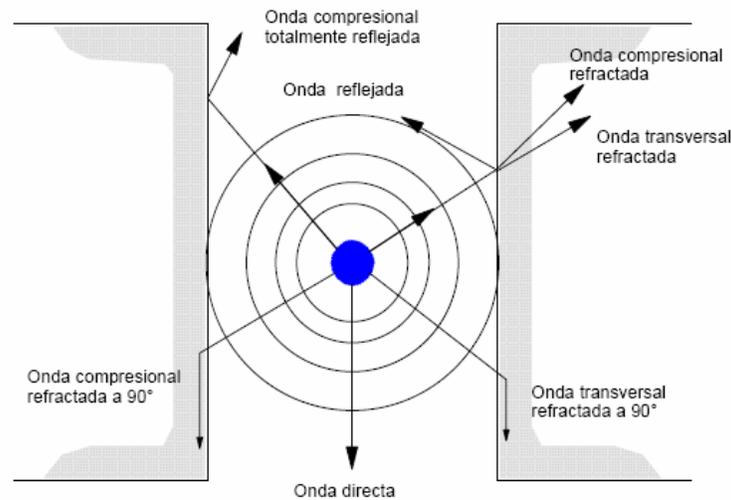


Figura 1.23. Transmisión de la energía acústica

Sónico Digital

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta Sónico Digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley).

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Correlación de datos sísmicos
- Sismogramas sintéticos
- Determinación de porosidad primaria y secundaria
- Detección de gas
- Detección de fracturas
- Características mecánicas de la roca
- Estabilidad del agujero
- Registro sónico de cemento.

A continuación se presenta la tabla 1.4 en el cual se puede observar los registros geofísicos mencionados, mostrando que parámetros podemos obtener de la formación y sus principales aplicaciones de estos.

| Indicadores de zonas permeables | Parámetros que mide | Aplicaciones principales |
|--|---|--|
| Potencial espontáneo (SP) | Potencial espontáneo Potencial natural | - Detectar formaciones - localizar límites de formaciones porosas y permeables (límites de yacimientos) - Determinar arcillosidad de una formación - Determinar el valor de la R_w - Realizar correlaciones geológicas |
| Rayos Gama (GR) | Radioactividad natural de las rocas | - Diferenciar litologías - Determinar contenido en Arcillas o Lutitas - Detectar materiales radioactivos - Realizar correlaciones geológicas |
| Espectroscopia de rayos gama (NGT) | Cantidad de Uranio, Potasio y Torio en las rocas | - Identificar la Litología - Identificar minerales arcillos - Determinar volúmenes de Arcillas (índice de arcillosidad) - Identificar ambientes de depósito - Identificar fracturas |
| Resistividad o conductividad eléctrica | Parámetros que mide | Aplicaciones principales |
| Doble laterolog-Rxo (DDL-Rxo) | Resistividad de la formaciones a diferentes profundidades de investigación LLd, LLs, Rxo Profundo(LLd) Somero (LLs) Distancia muy corta (Rxo) | - localización rápida de zonas con hidrocarburos (QUICK LOOK) - Determinar la saturación de agua S_w - Determinar la movilidad de hidrocarburos Existen métodos cualitativos por medio de curvas (variaciones) |
| Doble inducción Laterolog 8 (DIL) | Resistividad de las formaciones a diferentes profundidades de investigación ILd, IIs, RLL8 | - Detectar zonas con hidrocarburos - Determinar la saturación de agua (S_w) |
| Porosidad | Parámetro que se mide | Aplicaciones principales |
| Sónico compensado (BHC) | Tiempo de tránsito (transmisión de ondas acústicas en las formaciones) | - Determinar la porosidad - Identificar Litologías por valores de Δt - Realizar correlaciones Geológicas - Estimar la permeabilidad |
| Densidad compensado (FDC) | Densidad de la formaciones | - Determinación de la densidad total de la formación - Obtener el valor de la porosidad - Identificar zonas con gas |
| Neutrón compensado (CLN) | Concentración de hidrógeno en las formaciones | - Determinar la porosidad - Determinar la Litología - Conocer tipos de fluidos existentes en la formación |
| Litodensidad (LDT) | Densidad de la formación | - Identificar la Litología con base en la densidad de la roca - Determinar la porosidad |

Tabla 1.4. Registros geofísicos y sus aplicaciones principales.

1.5.6. Interpretación Cualitativa

El primer paso de cualquier análisis e interpretación de los registros geofísicos es la interpretación cualitativa que consiste en dar un vistazo general al conjunto de registros con el fin de identificar diferentes zonas:

- Identificación de litologías (arenas, calizas, dolomías, anhídrita, sal, carbón, arcillas, etc.)
- Localización de zonas permeables
- Contenido de fluidos en zonas permeables (agua, aceite, gas)
- Condiciones del agujero que pueden afectar la respuesta de la herramienta (agujero uniforme, cavernas, rugosidad, salinidad del lodo, etc.)

Para contar con una buena interpretación cualitativa de los registros, es necesario tener un conocimiento básico del principio de operación y la respuesta de las herramientas de registros en diferentes litologías y condiciones de pozo.

Lectura de los registros geofísicos

En esta sección se van a enunciar las características básicas acerca del contenido de roca y fluidos de un pozo registrado. Se centrará en lo que son los encabezados de escalas y el cuerpo de carriles conteniendo curvas.

Encabezado de escalas.

- Esta sección del registro presenta las escalas con la indicación de los límites máximos y mínimos de la curva en cuestión, así como el tipo y color de la curva a la que es referido.
- En esta misma sección se presentan, algunas áreas coloreadas que pueden indicar características de condiciones de agujero o representaciones de un punto de vista objetivo, cualitativo u cuantitativo.

Cuerpos de carriles conteniendo las curvas.

- En esta sección se presentan, como una convención, 3 carriles principales, conteniendo cada uno de ellos una o más curvas de registro.
- Entre los carriles 1 y 2 se presenta, de una manera estándar, un carril de profundidad, al cual se le agrega con cierta frecuencia la curva de tensión sobre el cable, registrada durante la operación del registro.

En la fig. 1.24 se puede observar cada una de las partes que se comentaron.

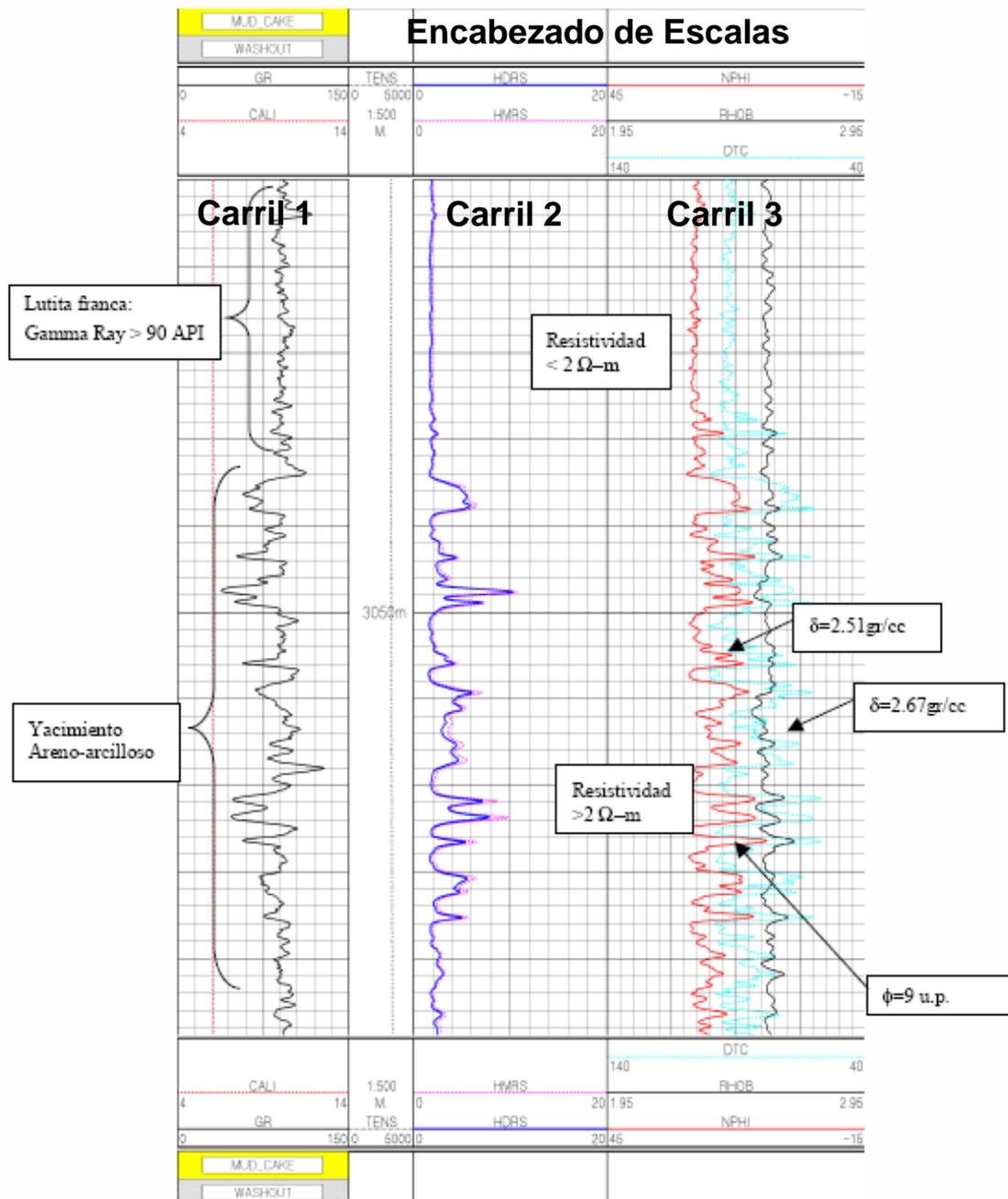


Fig. 1.24 Principales componentes de una impresión de registros convencionales.

Carril 1

En el encabezado de escalas:

- Los valores mínimo 0 y máximo =150 para la curva de Rayos Gamma
- Los valores mínimo 4 y máximo = 14 para la curva de Calibre del agujero

En el cuerpo del carril

- La curva de calibre del agujero nos indica el diámetro del agujero, que de estar bien conformado, se verá registrado como una línea recta (curva punteada de color rojo). En caso de no estar bien conformado el agujero, la curva se desviará a la derecha o izquierda, según sea el diámetro registrado menor o mayor, respectivamente, que el de la barrena con que se perforó el pozo.
- La curva de rayos gamma, (mostrada con línea continua en color negro), indica las respuestas más o menos reactivas a esta herramienta, de acuerdo con el tipo de roca de formación que se atraviesa. En este caso y de acuerdo con lo que se ha visto en la sección de análisis básico y la respuesta de la curva de rayos Gamma (GR) del ejemplo, por arriba de 3,050 m., donde se indica "lutita franca", la lectura de GR muestra un comportamiento dentro de una banda de variación pequeña, sobre un valor promedio aproximadamente del orden de 90 unidades API (comúnmente mencionadas como GAPI). Por debajo de la mencionada zona de lutitas, se identifica una zona de arenas con intercalación de lutitas, indicado en la figura como "Yacimiento Areno-arcillosos". En este caso, los valores de las lecturas de GR varían sobre una banda más amplia y su media es inferior a 90 unidades API.

Carril 2

En el encabezado de escalas

- Los valores mínimo = 0 y máximo = 20 para la curva de resistividad. Se indica la presencia de dos curvas, una profunda (HDRS), de alta profundidad de investigación y una media (HRMS) de profundidad media de investigación.

En el cuerpo del carril

- Ambas curvas muestran que en la zona de lutitas pro arriba de los 3,050 m., la resistividad es baja, del orden de 2 ohm-m. Este comportamiento es característico de las formaciones con alto contenido de agua (de no verse afectada por algún otro componente conductivo en la roca). Se sabe que las aguas salinas son excelentes conductoras de la corriente, por lo tanto mostraran bajas resistividades.
- Por debajo de la zona de arcillas, las resistividades ya muestran valores superiores a los 2 ohm-m, lo que es indicativo de la posible presencia de algún otro componente no conductivo (o pobremente conductivo) como parte integrante del sistema registrado (roca-fluidos).

Carril 3

En el encabezado de escalas

- Se muestran los valores mínimo = -15(lado derecho del carril por convención) y máximo = 45 para la curva de porosidad-neutrón, que será identificada en el cuerpo del carril como “línea roja fina”
- Se muestran los valores mínimo = 1.98 y máximo = 2.95, para la curva de densidad, que será identificada como “línea negra fina continua”.
- Se muestran los valores mínimo = 40 (lado derecho del carril por convención) y máximo = 140 para la curva de tiempo de tránsito de registro sónico, que será identificada en el cuerpo del carril como “línea no continua fina de color azul claro”.

En el cuerpo del carril

Curva de Porosidad

- La curva de porosidad neutrón indica un valor promedio, dentro de una banda relativamente angosta y más o menos uniforme, del orden de 25 unidades de porosidad (u.p.), para la zona lutítica.
- La curva de porosidad indica un valor muy variable característico de las zonas de arenas arcillosas por debajo de las lutitas, en este ejemplo, no uniformes en cuanto a presencia de litología y contenido de líquidos.
- La banda sobre la que fluctúan dichos valores es tan amplio como desde 9 u. p. hasta 26 u. p.

Curva de densidad

- La curva de densidad muestra un comportamiento más o menos uniforme, dentro de una banda angosta dentro de la zona de lutitas. En valor promedio se puede estimar del orden de 2.57 gr/cc.
- La curva de densidad muestra un comportamiento poco menos uniforme en la zona de arenas arcillosas. En este caso, los valores oscilan entre 2.51-2.67 gr/cc

