

ROCA RESERVORIO Y SELLO

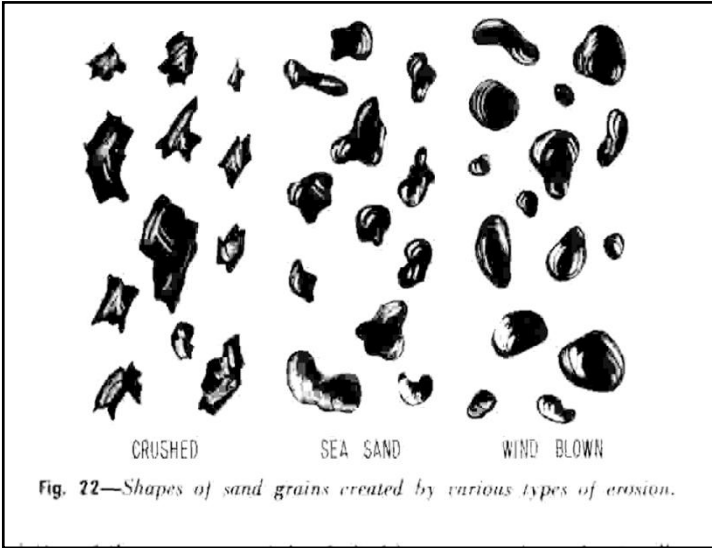
Características Petrofísicas de los almacenes

Porosidad

La porosidad se define como el volumen de los poros (mas los huecos o fisuras) en relación al volumen total de roca. La porosidad puede expresarse como porosidad total ϕ_a (en %) o como porosidad efectiva o útil, que representa el volumen de poros conectados entre si y que es la que normalmente se determina en el estudio de los reservorios:

$$\Phi_a = \left(\frac{\text{vol.tot} - \text{vol.sol}}{\text{vol.tot}} \right) \cdot 100$$

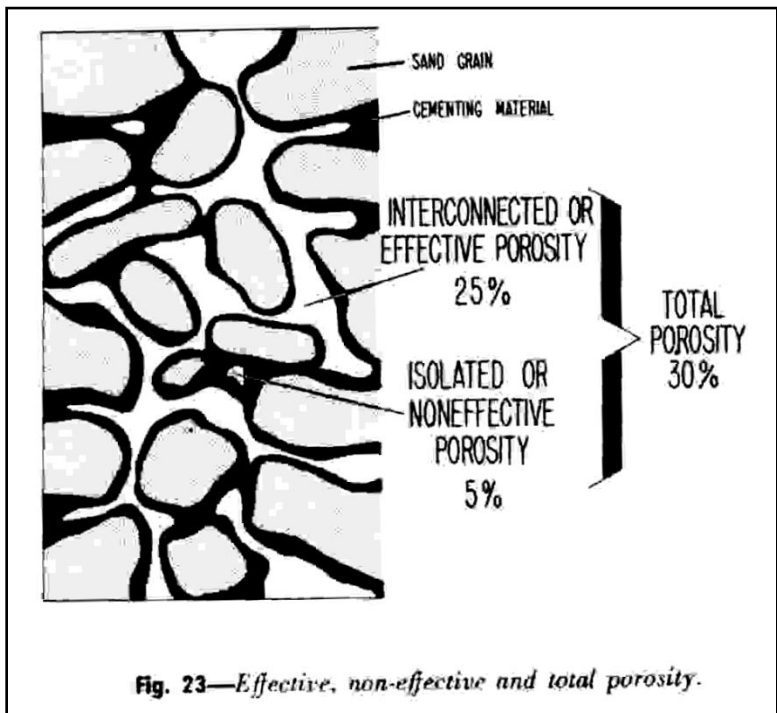
La porosidad de los almacenes en yacimientos petrolíferos varia entre el 5 al 40%, siendo lo mas frecuente que oscile entre el 10 y el 25%. De forma general podemos decir que:



Porosidad despreciable = entre el 0 y el 5%; Porosidad pobre = entre el 5 y el 10%; Porosidad media = entre el 10 y el 20%; Porosidad buena = entre el 20 y el 30%; Porosidad muy buena = superior al 30%.

Permeabilidad

La permeabilidad o conductividad hidráulica mide la capacidad del medio para transmitir los fluidos. La permeabilidad se define de acuerdo con la ecuación de Darcy.



El valor de la permeabilidad depende no solamente de las propiedades de la roca sino

también del fluido que transmite.

Normalmente se distinguen y se miden dos tipos de permeabilidad: - Permeabilidad horizontal o lateral, correspondiente al movimiento de los fluidos de forma paralela a la estratificación; - Permeabilidad vertical o transversal, correspondiente a un flujo perpendicular a la estratificación.

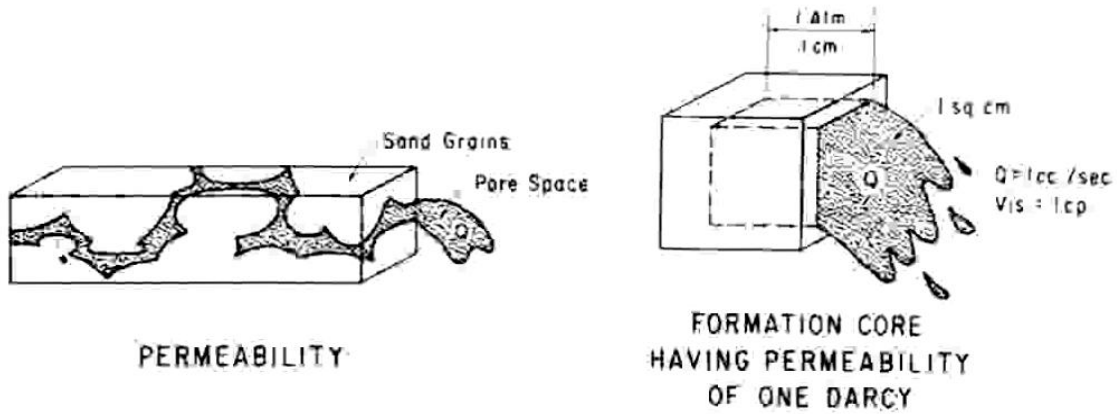


Fig. 24—*Fluid flow in permeable sand.*

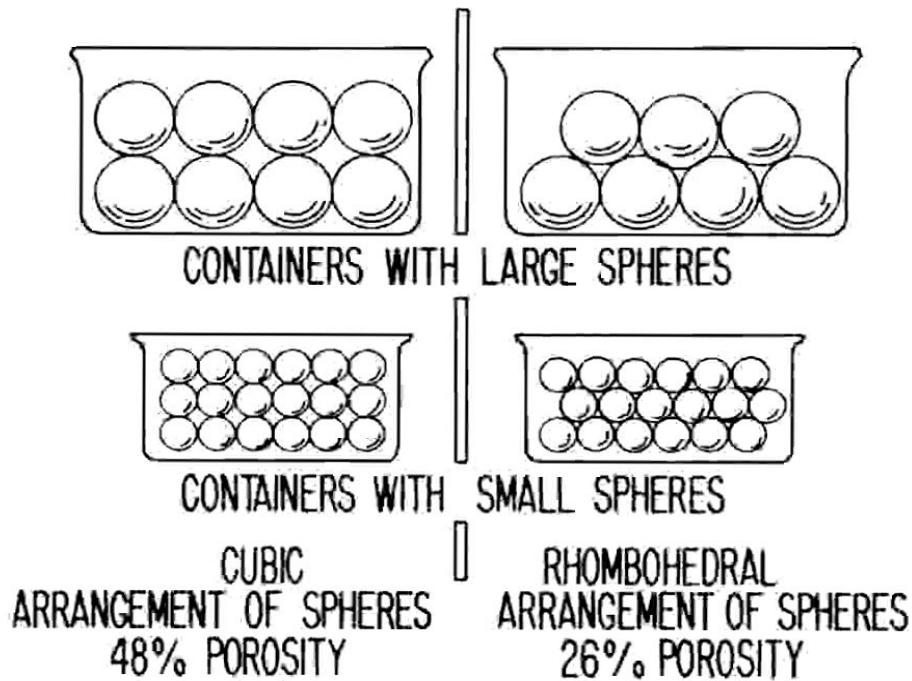


Fig. 25—*Effects of size and arrangement of spheres on porosity.*

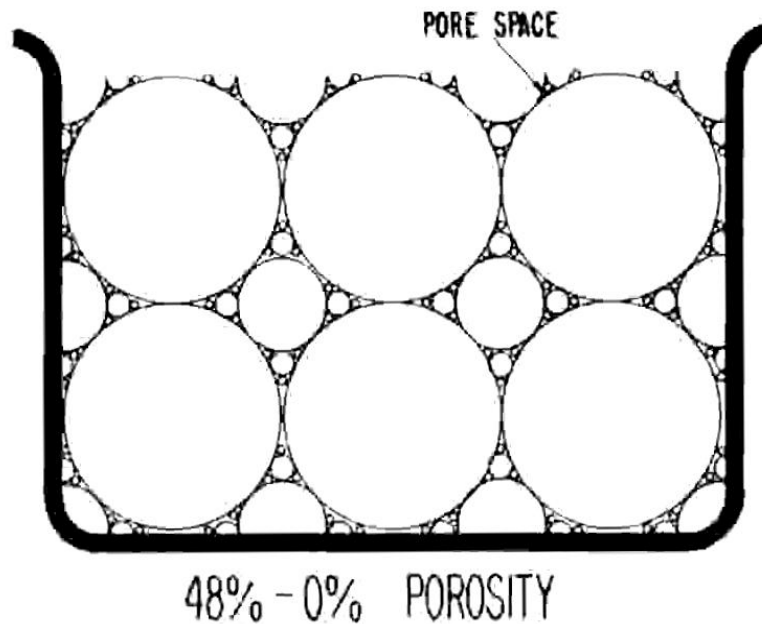


Fig. 26—*Effect of variations in size of spheres on porosity.*

Relación porosidad-permeabilidad.

Medida de la porosidad y la permeabilidad

En la explotación de yacimientos, la permeabilidad tiene mayor importancia que la porosidad. Dentro de un mismo almacén, la porosidad y la permeabilidad varían de forma importante de un punto a otro. Es importante conocer estas variaciones y medir, a ser posible estadísticamente, la porosidad y la permeabilidad.

Los métodos de medida pueden ser:

- a) métodos directos: se realizan en laboratorio y son muy precisas, pero tienen el inconveniente de ser puntuales.
- b) Las medidas indirectas: a partir de los registros de las digrafías, proporcionan una idea más completa de las características del conjunto de la información, deben ser calibrados con datos de laboratorio.

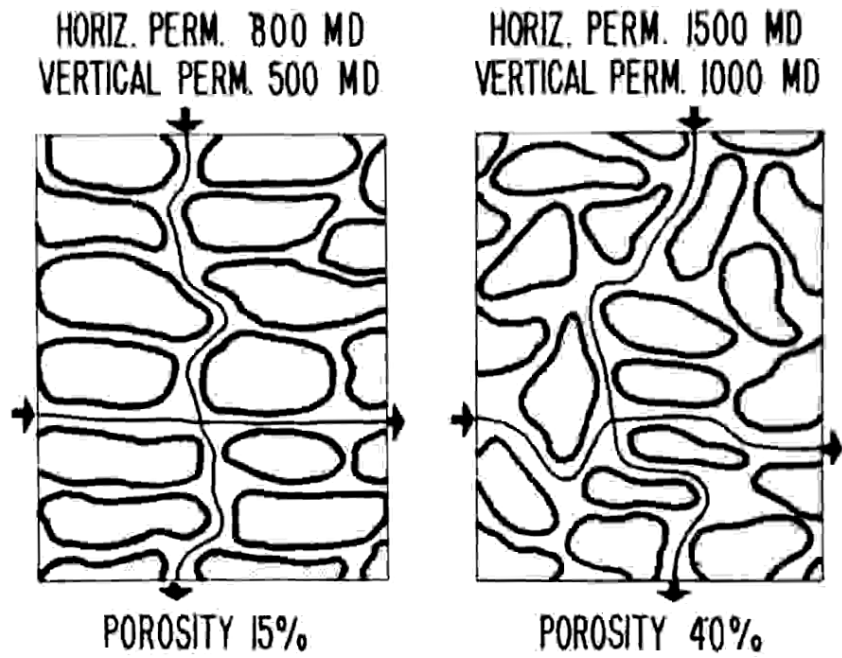


Fig. 27—Variations in porosity and permeability with sand grain arrangement.

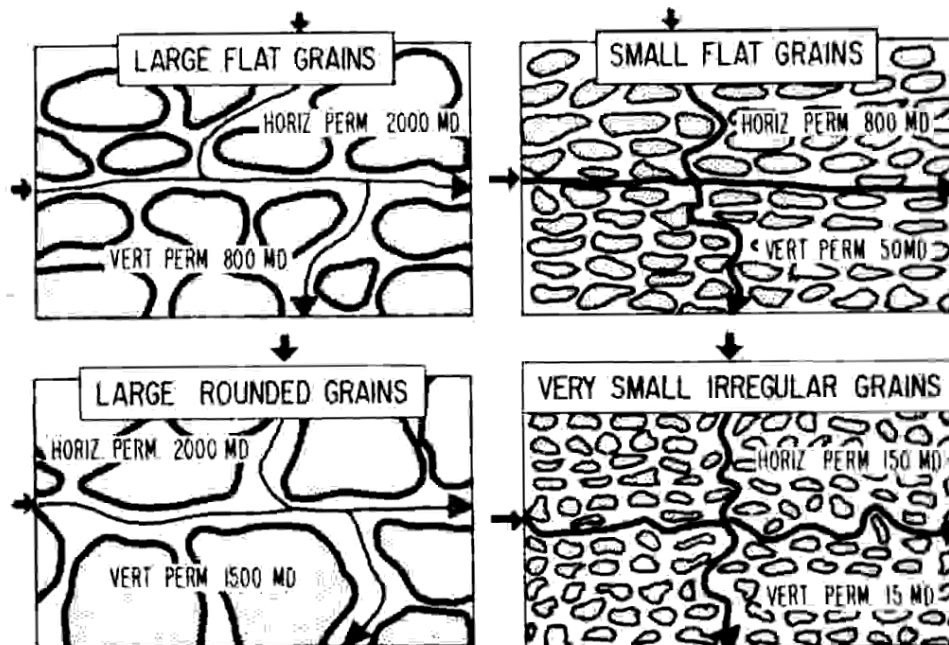
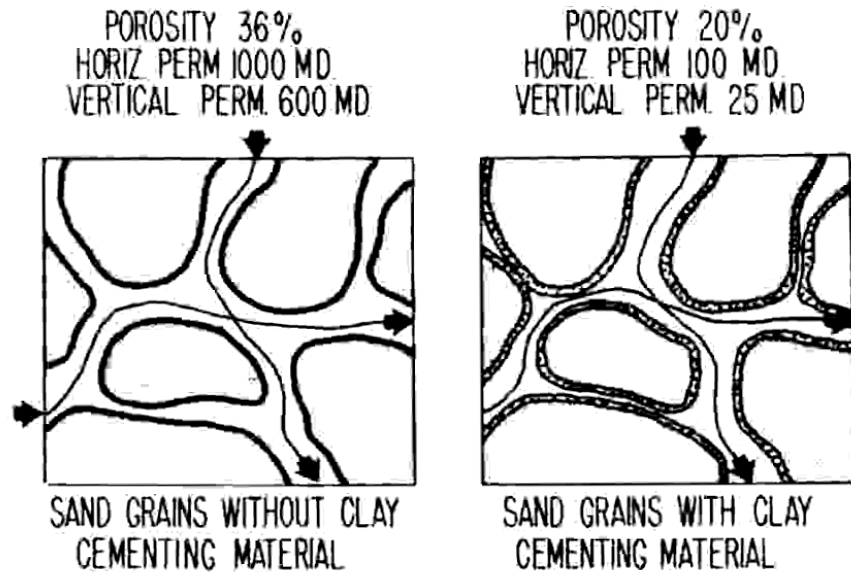


Fig. 28—Effects of shape and size of sand grains on permeability.



29—Effects of clay cementing material on porosity and permeability.

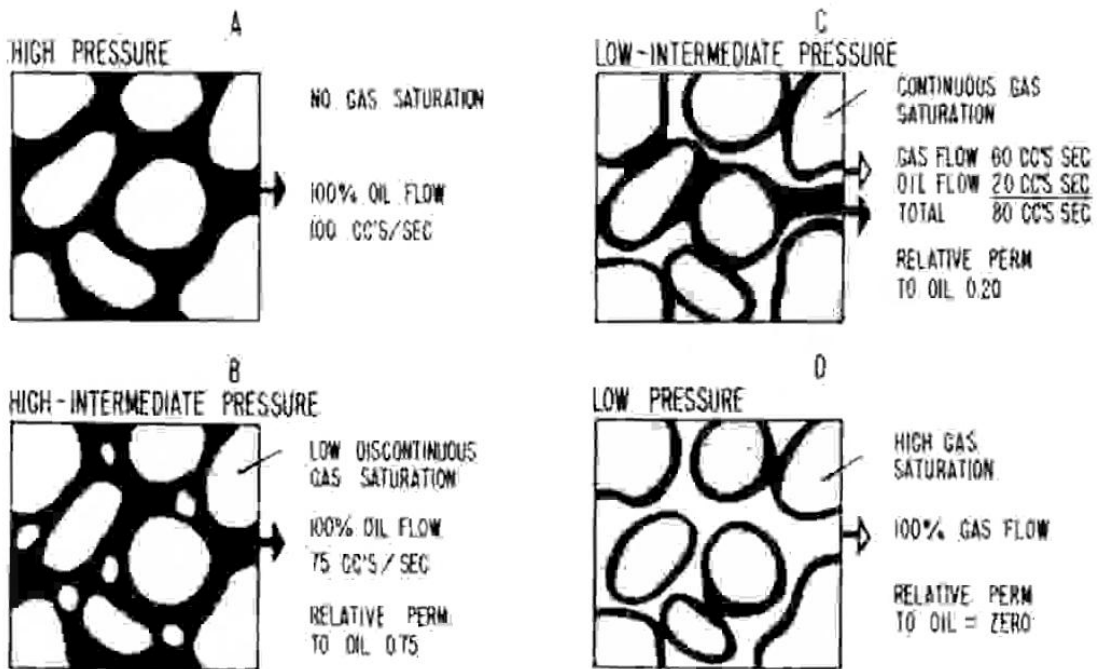


Fig. 31—Concept of relative permeability showing that a change in the amount of a fluid present in the pore channels will change the rate at which that fluid flows relative to the rate it would flow if only that fluid were present.

Tipos de rocas Reservorio o Almacén.

Reservorios en Carbonatos: Gran heterogeneidad de la porosidad y permeabilidad a todas las escalas que depende de: - ambiente de sedimentación. - cambios diagenéticos.

Reservorios en areniscas: La porosidad y permeabilidad primaria en las areniscas es dependiente del tamaño de grano, de la selección y del empaquetamiento. La permeabilidad parece ser función del tamaño de grano, de la selección, y del porcentaje de tamaños finos. La permeabilidad se incrementa con los tamaños más gruesos, la buena selección y la ausencia de lutitas. La forma de la fábrica, tiene también efecto sobre la permeabilidad. Los almacenes silíciclasticos también sufren los efectos de la diagénesis que modifica las porosidad y permeabilidad originales.

Heterogeneidad del Reservorio: Los sedimentos son inhomogeneos por definición, esta inhomogeneidad esta determinada por la distribución en el tiempo y el espacio de la facies sedimentaria, por la compactación, la deformación, la cementación y la naturaleza del fluido que rellena los poros. Podemos clasificar las heterogeneidades según su tamaño en: Heterogeneidades de primer orden (1 a 10Km), Ejem: fallas selladas y límites entre subambientes sedimentarios. Heterogeneidades de segundo orden (cm a cientos de metros), representan la variación en la permeabilidad dentro de los subambientes. Ejem: variaciones de tamaño de grano en la progradación de barras, point-bar, episodios de decantación. Heterogeneidades de tercer orden (mm a metro), Ejem: variación en la organización interna, estratificación cruzada (diferenciación de tamaño de grano en los foreset) cambios a paralela, diaclasas y los estilolitos. Heterogeneidades de cuarto orden (de μm a mm), Ejem: variación en el tamaño de los granos y en la selección y las heterogeneidades microscópicas a nivel de conexión de poros.

Reservorios y tipos de cuencas: Las cuencas de tipo sag; relacionadas con extensos almacenes marinos someros, fluviales, eólicos y lacustres. Las cuencas de tipo rift; relacionadas con almacenes restringidos y ricos en volcánicos, normalmente de baja calidad. En rifts jóvenes es frecuente encontrar almacenes más extensos en series fluviales, deltaicas o marinas someros, presentando una buena calidad de reservorio. En los márgenes pasivos; extensos almacenes marinos someros y almacenes deltaicos o grandes almacenes carbonatos. En la cuencas strike-slip; el tipo de almacenes esta determinado en su litología por las áreas adyacentes. Los reservorios en las zonas de límites de placa; variados dependiendo de la naturaleza de las placas: En contacto corteza oceánica-corteza oceánica, los almacenes son normalmente pobres con mezcla de pelágicos y volcánicos; En los límites de placa oceánica-continental o continental-continental los almacenes son mejor calidad al aumentar el porcentaje de arenas; Las zonas de forearc y fosas marinas contiene grandes cantidades de materiales volcánicos y la porosidad es reducida.

Alteración del petróleo en los Reservorios: Los cambios más importantes son: **Biodegradación:** La biodegradación es la alteración bacteriana de los petróleos. Las bacterias utilizan el oxígeno disuelto en el agua de los poros de la formación o obtienen el oxígeno de los iones de azufre, oxidando selectivamente algunos hidrocarburos. El orden de eliminación es el siguiente: n-alcanos; isoalcanos, cicloalcanos y finalmente los hidrocarburos aromáticos. El principal efecto físico de la biodegradación es el incremento de la densidad y de la viscosidad del petróleo. La biodegradación solo tiene lugar a temperaturas inferiores a 60-70°C y requiere un cierto aporte de aguas meteóricas conteniendo oxígeno disuelto y nutrientes. **Lavado por agua:** este proceso normalmente acompaña a la biodegradación. Aguas meteóricas subsaturadas en hidrocarburos, pueden disolver algunos de los hidrocarburos del almacén. El benceno, tolueno y xileno son los más solubles y son

eliminados preferentemente. El resultado es un cambio en la composición general similar al producido por biodegradación, pero a diferencia de esta se produce a temperaturas superiores a 70°C. El único requisito es un aporte continuado de aguas meteóricas. **Desasfaltización:** Mediante este proceso se produce la precipitación de compuestos pesados de los aromáticos y alicíclicos pesados como resultado de la inyección de hidrocarburos ligeros C₁-C₆. Esto tiene lugar cuando la acumulación de petróleo sufre una carga tardía de gas y la columna alcanza un alto grado de madurez. **Alteración térmica:** Cambios en la composición pueden producirse con el aumento de temperatura y los compuestos pesados son reemplazados progresivamente por compuestos más ligeros, hasta llegar al metano. A altas temperaturas (más de 160°C) las reacciones del cracking se producen rápidamente y las acumulaciones de petróleo pueden ser destruidas en un tiempo geológico corto.

ROCA SELLO

Mecanismos del sello: La principal fuerza conductora es la flotabilidad causada por la diferencia de densidades entre el petróleo (menos denso) y el agua de formación en los poros. La principal fuerza contra el movimiento de petróleo es la presión capilar o presión de desplazamiento, que depende del tamaño, del radio y de la entrada al poro. Una roca puede servir de sello si la presión de desplazamiento en los poros mayores es igual o superior a la presión de flotabilidad de la columna de petróleo. La capacidad de sello puede expresarse como el peso máximo de la columna de petróleo que puede soportar sin que se produzcan filtraciones.

Efecto de la hidrodinámica y la sobrepresión: Bajo condiciones hidrodinámicas, las fuerzas conductoras de la migración o de la filtración se ven modificadas. El flujo hidrodinámico puede incrementar o reducir la presión contra el sello y por tanto modificar el peso de la columna de petróleo que este es capaz de soportar. La sobrepresión, por su parte, origina modificaciones locales del gradiente de presión, normalmente se incrementa la capacidad del sello, respecto a áreas del almacén bajo condiciones de presión normal.

Perdidas del petróleo a través del sello por difusión: El gas puede difundirse a través de las rocas de cobertura saturadas en agua a escala de tiempo geológico. Los campos de gas sellados por lutitas saturadas en agua como roca cobertera tienen una vida efímera.

Factores que afectan a la efectividad del sello:

Litología: Las rocas de cobertura deben tener poros de pequeño tamaño, por ello, las rocas de grano fino, como las arcillas, lutitas, evaporitas (anhidrita, yeso, halita) y algunos tipos de rocas orgánicas, son las más adecuadas. Aproximadamente 40% de los gigantes de petróleo tienen un caprock de evaporitas y el 60% un caprock de lutitas. En los gigantes de gas, a escala global, el 33% corresponderían a un sello de evaporitas y el 66% a lutitas.

Plasticidad: Las litologías plásticas son menos proclives a la fracturación que las litologías frágiles, como las rocas coberteras sufren diferentes tipos de stress durante importantes periodos de tiempo, la plasticidad es por tanto un requisito de importancia en las rocas coberteras. Las litologías más plásticas son las evaporitas y las menos plásticas los cherts.

Espesor del sello: Con pequeños espesores de rocas cobertera de grano fino pueden alcanzar presiones de desplazamiento suficientes para soportar grandes columnas de hidrocarburos (ejemplos: campo de Burgan, Kuwait, el espesor del sello de lutitas 30 m y la producción del yacimiento 74 billones de barriles. campo de Ghawar en Arabia Saudí, el sello esta constituido por 20 m de anhidrita). Sin embargo los caprock de pequeño espesor suelen tener también una reducida extensión lateral. En los yacimientos de gas, un gran espesor de la roca cobertera reduce las pérdidas por difusión.

Continuidad lateral y profundidad del sello: a) Continuidad lateral: Para ser buenos sellos, las rocas cobertera deben mantener sus características litológicas (presión capilar y plasticidad) y su espesor en una extensión lateral amplia. Los mejores campos de petróleo suelen tener mas de un sello regional. b) Profundidad del sello: La profundidad actual del sello no parece ser un factor importante en su eficacia. El aproximadamente 50% de las reservas recuperables de petróleo se localizan entre los 1000 a los 2000 m, y aproximadamente el 31% entre los 2000 y 3000 m, correspondiendo el resto a otras profundidades. Para los yacimientos de gas, la distribución es similar.

Ambientes de sedimentación de la roca cobertura: Los requisitos para un buen sello regional son; una litología constante y dúctil sobre un área amplia y además darse en asociación estratigráfica con el almacén. Las situaciones en principio mas favorables serian: a) Etapas transgresivas: Series lutíticas sobre plataformas siliciclasticas. Las lutitas constituyen el sello de los almacenes en areniscas transgresivas. Las acumulaciones de petróleo se producen en la cuña basal (wedge-base). de la secuencia. Los transgressive systems tract, son la localización ideal de los caprocks regionales. b) Depósitos evaporíticos en sabhkas supratidales y en cuencas evaporíticas interiores. En sistemas clásticos, la cuña superior de la secuencias regresivas, los highstand systems tracts o la cuña de margen de la plataforma (series marinas someras, los siliciclasticos costeros y los sedimentos no marino), son poco apropiados para el desarrollo de sellos. Todos estos medios pueden constituir excelentes almacenes pero carecen de buen sello. En los sistemas carbonatados, no obstante, extensas sabhkas evaporíticas pueden progradar suavemente sobre las plataformas carbonatadas, constituyendo excelentes sellos.

Recopilación Ricardo Pombo