CAPÍTULO 1

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Porosidad

El elemento esencial de un yacimiento de petróleo es la roca reservorio, cuyo rasgo esencial es su porosidad, la roca debe tener poros, o huecos, de determinado tamaño y naturaleza, como para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos suficientemente amplios para que se justifique su explotación.

La porosidad (ø) es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, es un parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1.

La porosidad de una roca puede estar formada por los intersticios que dejan los granos de arena, por cavernas, por grietas y fracturas, que llegan a intercomunicarse a largas distancias. En un yacimiento dado puede presentarse uno de los anteriores casos o combinaciones de varios de ellos.

√ La porosidad determina los volúmenes de petróleo o gas qué pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor

√ La porosidad es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido.

√ Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o absoluta, incluye todos los intersticios o huecos interconectados o no).

Sin embargo la medida de porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre reservorios es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se denomina porosidad efectiva.

Se la puede calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Porosidad, en porcentaje} = 100\left(\frac{\text{volumen total de la roca - volumen de los granos}}{\text{volumen total de la roca}}\right)$$

Donde la diferencia entre el volumen total de la roca y el volumen de los granos representa el volumen poroso, por lo tanto se puede expresar de la siguiente forma:

$$\text{Porosidad, en porcentaje} = 100\left(\frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total de la roca}}\right)$$

A menudo se la expresa en los cálculos del reservorio como acre-pie de espacio poroso o como el volumen en barriles por acre-pie de la roca reservorio.

Como hay 0.1516 m^3 en cada barril estadounidense de 42 galones (158.9 litros), un acre-pie tiene un volumen de 7758 Bbls. Una roca con un 10 % de porosidad contiene, pues 775.8 Bbls en capacidad porosa por acre-pie.

La porosidad de por sí no provee entendimiento total para la productividad de la roca o injectividad, porque el valor de porosidad no contiene información relativa hacia la variación en el tamaño del poro dentro de la roca.

Una metodología inicial para la comprensión de la porosidad puede ser explicada modelando una red porosa de esferas en arreglos cúbicos de tamaño uniforme (Figura 1.1A). En esta geometría, la porosidad es exactamente 47.6 % (la distribución menos compacta) y la porosidad es independiente del diámetro de las esferas.

Las Figuras 1.1A, B y C muestran arreglos de esferas cúbicas, hexagonales y romboédricas. El arreglo romboédrico provee el valor mínimo de porosidad, 25.96% (la distribución más compacta), cuándo esferas de tamaño uniforme son consideradas.

En cualquiera de los arreglos cúbicos, hexagonales y romboédricos, la porosidad puede ser disminuida colocando partículas pequeñas en los espacios del poro formados por esferas. Esto sirve para ilustrar la observación geológica de un pozo conociendo que la porosidad de rocas disminuye como el tamaño de la partícula de los minerales de la roca se convierte en menos uniforme.

Tomando como ejemplo, la geología del yacimiento de petróleo, cuyas porosidades han sido observadas en rangos de 0.50 (Areniscas de Kansas) hacia el punto bajo 0.015 (Calizas fracturadas, el cinturón de Colinas de Canadá). Arenisca de Kansas y la caliza de Colinas de Canadá en ambas se ha encontrado una ***alta productividad***, lo cual ilustra otra observación geológica; no se considera que la porosidad sea un criterio exclusivo para la injectividad o productividad de fluidos.

Pero porque el flujo de fluido ocurre a través de una red de poros interconectados; la cantidad, tipo y la distribución de tamaño del poro que se comunican es importante.

Por supuesto, las arenas no son uniformes y estos valores de porosidad representarían el límite superior de porosidades posibles en rocas reales del reservorio.

Las areniscas también tienen material consolidado entre los granos que adicionalmente reduce el volumen disponible para el almacenamiento de hidrocarburos.

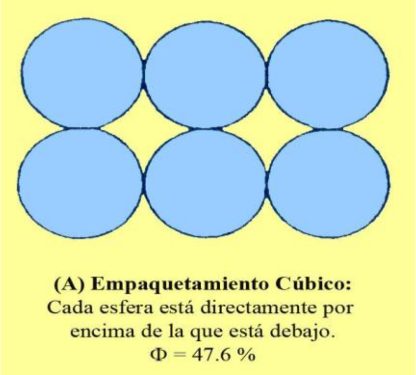


FIGURA. 1.1A EMPAQUETAMIENTO CUBICO

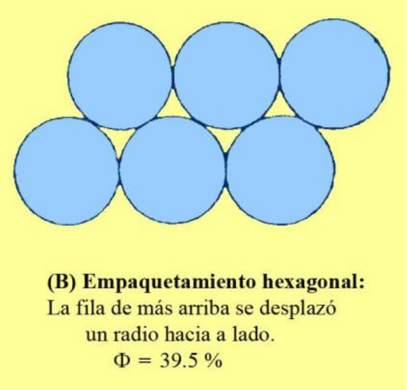


FIGURA. 1.1B EMPAQUETAMIENTO HEXAGONAL

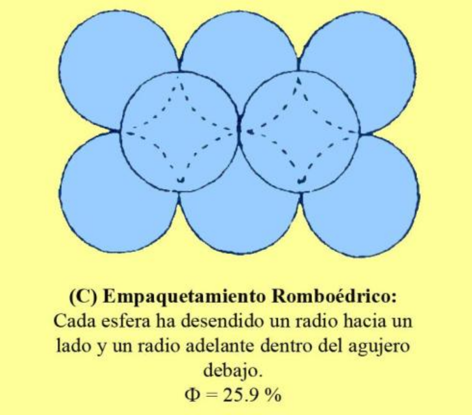
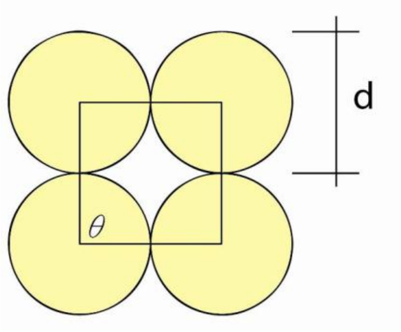


FIGURA. 1.1C EMPAQUETAMIENTO ROMBOEDRICO

Considerando el arreglo cúbico de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un cubo con lados iguales, con un ángulo de 90º, d el diámetro de N esferas que pueda contener.

Entonces:



$\theta = 90^{\circ}$

$$V_b = d^3 \qquad V_{esfera} = \frac{4\pi r^3}{3}, \frac{4\pi}{3}\left(\frac{d}{2}\right)^3, \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\varphi = \frac{V_b - V_{esfera}}{V_b}, \quad \frac{d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{d^3}, \quad \frac{d^3\left(1 - \frac{\pi}{6}\right)}{d^3} = 1 - \frac{\pi}{6} = 0.476$$

$\varphi = 47.6\%$

Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

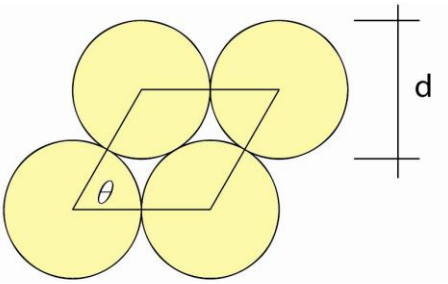
V_{esfera} = volumen de cada esfera

Considerando el arreglo hexagonal de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un hexágono con las caras, cuyos lados paralelos iguales de dos en dos, con ángulos opuestos iguales, tomando en cuenta el ángulo de 60º y d el diámetro de N esferas que pueda contener.

Entonces:

$\theta = 60^{o}$



$$V_b = d^2 \times d\,\mathrm{sen}(60),\; d^2 \times d\frac{\sqrt{3}}{2}, d^3\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_{esfera} = \frac{4\pi r^3}{3}, \frac{4\pi}{3}\left(\frac{d}{2}\right)^3, \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\varphi = \frac{V_b - V_{esfera}}{V_b},\; \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3},\; \frac{d^3\left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\pi}{6}\right)}{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\pi}{6}}{\frac{\sqrt{3}}{2}} = 0.395$$

$\varphi = 39.5\ \%$

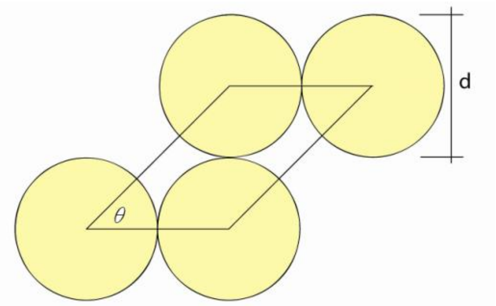
Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

V_{esfera} = volumen de cada esfera

Considerando el arreglo romboedral de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un rombo con las caras, cuyos lados paralelos son desiguales de dos en dos, con ángulos opuestos iguales, tomando en cuenta el ángulo de 45º y d el diámetro de N esferas que pueda contener.



Entonces:

$$\theta = 45^{\circ}$$

$$V_b = d^2 \times d\,\mathrm{sen}(45),\ d^2 \times d\frac{\sqrt{2}}{2},\ d^3\frac{\sqrt{2}}{2}$$

$$V_{esfera} = \frac{4\pi r^3}{3},\ \frac{4\pi}{3}\left(\frac{d}{2}\right)^3,\ \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\varphi = \frac{V_b - V_{esfera}}{V_b},\quad \frac{\frac{\sqrt{2}}{2}d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{\frac{\sqrt{2}}{2}d^3},\quad \frac{d^3\left(\frac{\sqrt{2}}{2} - \frac{\pi}{6}\right)}{\frac{\sqrt{2}}{2}d^3} = \frac{\frac{\sqrt{2}}{2} - \frac{\pi}{6}}{\frac{\sqrt{2}}{2}} = 0.259$$

$$\varphi = 25.9\ \%$$

Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

V_{esfera} = volumen de cada esfera

Tickell ha presentado datos experimentales indicando que, para los empaquetamientos de arena Ottawa, la porosidad estaba en función de la simetría de la distribución de tamaño del grano.

La ***simetría*** es una medida estadística de la uniformidad de la distribución de un grupo de medidas.

Otros investigadores han medido los efectos de ***distribución, tamaño del grano, y forma del grano***. En general la ***mayor simetría*** tiende a incrementar la porosidad, mientras un incremento en el rango de tamaño de la partícula tiende a disminuir porosidad.

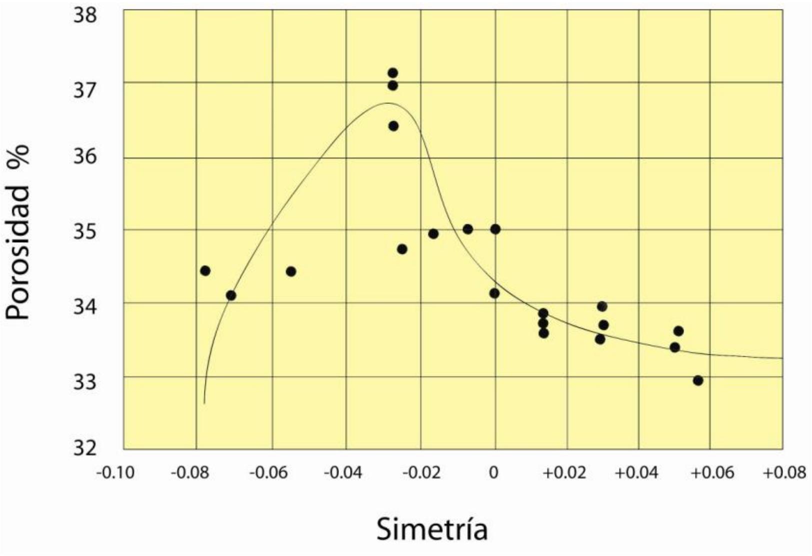


FIGURA 1.1 D VARIACIÓN DE LA POROSIDAD CON LA SIMETRIA DE DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DEL GRANO (TICKELL).

La porosidad es un parámetro estático, a diferencia de la permeabilidad que tiene relación con el movimiento de los fluidos en el medio poroso (permeabilidad relativa).

Este parámetro estático, se define localmente como un promedio sobre la base de un volumen de un elemento representativo del medio poroso en estudio.

La ***porosidad puede ser determinada por métodos diferentes***, desde el volumen de grano, inyección de mercurio, la compresión /expansión de gas. El método más ampliamente usado es compresión del gas (la expansión de gas helio).

Como se mencionó anteriormente, la porosidad es el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca. Esta definición parece lo suficientemente simple; Sin embargo, una familia de definiciones de porosidad ha evolucionado para reunir varias condiciones de ingeniería de petróleo y registros de pozos, la Tabla 1.1 y Figura 1.2 es una recopilación de la Sociedad de

Ingenieros de Petróleo de definiciones de porosidad; estas parecen más aplicables para rocas clásticas.

Propiedades de la roca	**Definición**	**Relaciones**
Porosidad	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro	$\varphi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b}$
Porosidad, aparente		φ_a
Porosidad, efectiva	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro interconectados	$\varphi_{eff} = \frac{V_{pe}}{V_b}$
Porosidad, no-efectiva	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro no-interconectados	$\varphi_{neff} = \frac{V_{pne}}{V_b}$
"Porosidad," intergranular	Fracción de volumen neto (bulk) ocupado por fluidos y todo shales	$\varphi_{ig} = \frac{V_{ig}}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$
Porosidad, intermatriz	Fracción de volumen bulk ocupado por fluidos y shales dispersos	$\varphi_{im} = \frac{V_{im}}{V_b} = \frac{V_b - V_{ma}}{V_b}$
Volumen, sólidos	volumen de todos los sólidos de formación	$V_s = V_b - V_f$
Volumen, grano	volumen de todos los sólidos de formación excepto todos shales	$V_g = V_s - V_{sh}$
Volumen, intergranular	volumen de fluidos y todos los shales	$V_{ig} = V_f + V_{sh} = V_b - V_g$
Volumen, matriz	Volumen de todos los sólidos de formación excepto shales dispersos	$V_{ma} = V_s - V_{shd}$
Volumen, intermatriz	Volumen de fluidos y shales dispersos	$V_{im} = V_f + V_{shd} = V_b - V_{ma}$

TABLA 1.1 DEFINICIONES DE Y RELACIONES ENTRE POROSIDADES DE LA ROCA Y VOLÚMENES

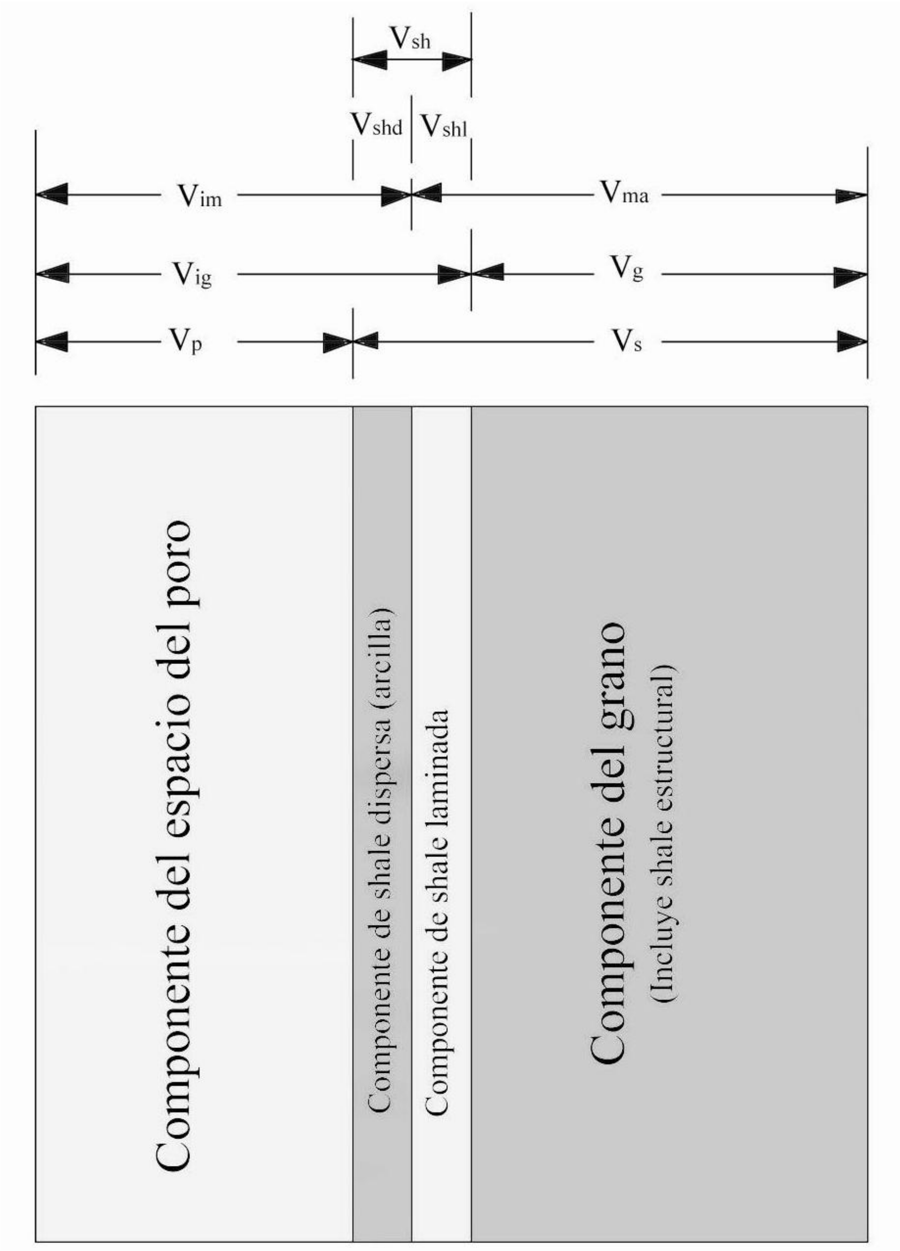


FIGURA 1.2 TIPOS DE VOLUMEN DE ROCA CLASTICA

El especialista de evaluación de formación, determinando la porosidad debería saber cómo la porosidad está relacionada con la litología y la porosidad esperada para cualquier roca determinada; Las respuestas y las relaciones son algo diferentes para cada clase importante de roca.

Rocas Clásticas:

Los sedimentos clásticos recién depositados van de moderada a altamente poroso. Las arenas artificialmente empaquetadas tienen rangos de porosidad de 0.23 a 0.43 y las siguientes relaciones entre las propiedades de porosidad y textural.

1. La porosidad es independiente de tamaño del grano para la misma separación (sorting).
2. La porosidad decrece como la separación se vuelve más escasa.
3. La porosidad aumenta como la esfericidad del grano (la forma) decrece y como la angularidad del grano (redondez) decrece.

En general, sin embargo no universal, la tendencia está a favor de que la diagenesis reduzca porosidades originales de rocas clásticas.

Rocas de carbonato

En la deposición, los sedimentos de carbonato son alta a muy altamente poroso. Los sedimentos de carbonato del Holocene tienen rangos de porosidades de 0.40 a 0.78 y las siguientes relaciones entre las propiedades de porosidad y textural.

1.- La porosidad no está correlacionada fuertemente con el tamaño medio del grano o separación (sorting).

2.- La porosidad se controla mayormente por la cantidad de finos presente, mientras mayor el porcentaje finos, mayor la porosidad.

Diagenesis de rocas de carbonato puede dar como resultado porosidades que no son significativamente menores o más grandes que la porosidad original.

1.1.1 Porosidad efectiva

Se define como porosidad efectiva a la correspondiente a los espacios vacíos interconectados para permitir el paso del petróleo y del gas a través de la roca; es decir el volumen de espacios vacíos susceptibles de ser ocupados por fluidos. Su valor es usado en todos los cálculos de ingeniería de reservorio pues representa el espacio interconectado del poro que contiene los fluidos recuperables de hidrocarburo

Este concepto de porosidad efectiva está directamente relacionado con el de permeabilidad. Es decir que la roca debe ser permeable. La porosidad efectiva es, en general, inferior en un 20-50% a la total, es una función de muchos factores litológicos.

Los más importantes son:

Tipo de roca, tamaño de los granos, arreglo de los granos, cementación; meteorización y lixiviación, tipo y contenido de arcilla, y estado de hidratación de las mismas, etc.

Desde el punto de vista de ingeniería del reservorio, la porosidad efectiva es el valor cuantitativo deseado, como ésta representa el espacio que es ocupado por fluidos móviles.

Para ***materiales intergranulares***, pobremente a moderadamente bien cementado, la porosidad absoluta (total) es aproximadamente igual a la porosidad efectiva.

Para ***materiales altamente cementados y calizas***, una diferencia significativa entre porosidad absoluta y valores de porosidad efectiva pueden surgir.

1.1.2 Porosidad absoluta

Porosidad absoluta es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros. Éste es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

La porosidad puede ser clasificada en dos tipos según el tiempo de deposición los cuales son:

Primaria y

Secundaria.

1.1.3 Porosidad Primaria

Se denomina a veces porosidad original, porque es una característica inherente de la roca fijada cuando se deposito el sedimento; ejemplo, la mayor parte de las rocas reservorio areniscas es básicamente primaria.

Hay una amplia gama de rocas reservorio, que varían en el tamaño de sus poros y en la particular interrelación entre ellos. Estas variaciones se denominan primarias si dependen de:

1. El ambiente de deposición de la roca.
2. El grado de uniformidad del tamaño en la partícula.
3. La naturaleza de los materiales que componen la roca.

Es decir según su origen y tiempo de deposición de las capas, a la cual se ha denominado porosidad primaria. Por tanto es aquella que se ***desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato***. Los poros formados en esta manera son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

Es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas ooliticas (No-Detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

Las oolitas son pequeños agregados redondeados, por lo general de calcita pero también de sílice, que crecen concéntricamente alrededor de un núcleo de otra sustancia, su diámetro varia entre 0.25 y 2.0mm y por lo general son de entre 0.5 y 1.0mm.

Como ejemplo en el campo Magnolia en el condado de Columbia se ha extraído más de 120 millones de barriles de petróleo de la caliza ooliticas Smackover, densa y marrón (jurasico). La porosidad de la roca oolitica limpia es de alrededor del 20% y su permeabilidad de 1000 md, pero las zonas calcáreas y cretácica son menos porosas y permeables.

1.1.4 Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria se refiere a aquella constituida después de la deposición y es caracterizada por caliza vugular y cualquiera de las rocas del reservorio que contenga fracturas, fisuras y junturas.

Hay una amplia gama de rocas reservorio, que varían en el tamaño de sus poros y en la particular interrelación entre ellos.

Las variaciones se denominan secundarias si dependen de acontecimientos que tuvieron lugar luego de la sedimentación de la roca, como:

1. Facturación y trituración.
2. Disolución.
3. Resedimentación y cementación.
4. Compactación debido a un aumento en la carga.

Denominando porosidad Secundaria o Inducida, a aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:

- **Porosidad en Solución**:

Disolución de material solidó soluble constitutivo de las rocas.

- **Porosidad por Fractura:**

Originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.

- **Porosidad por Dolomitizacion:**

Proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas.

Los empaques de granos que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, aunque es frecuente encontrar sistemas porosos de morfología compleja.

- **Porosidad Total:**

Corresponde a los llamados “yacimientos de doble porosidad”.

Cuando el medio poroso contiene poros intergranulares y fracturas, se le denomina “Doble porosidad” o “Fracturado naturalmente”.

1.2 Factores que afectan la porosidad

La porosidad en los sedimentos se forma y se reduce o elimina por procesos geológicos naturales. La existencia de porosidad primaria y secundaria se debe a condiciones geológicas. La **porosidad primaria** resulta de los vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de que se acumulan como sedimentos. La **porosidad secundaria** resulta por la acción de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento o fisuramiento que ocurren después de la litificación de los sedimentos.

De todos los sedimentos, las rocas más porosas y permeables son las areniscas. Aunque se asume que los carbonatos contienen la mayor parte de las reservas del mundo.

1.2.1 Porosidad de las areniscas

La porosidad de las areniscas puede ser de dos tipos: intergranular y de fracturas.

La ***porosidad intergranular*** es el espacio neto que queda después que la porosidad inicial ha sido reducida por agentes geológicos como consolidación, cementación, recristalización, granulación, molimiento, etc.

La porosidad primaria de una arenisca o de cualquier otra roca clástica depende inicialmente del grado de distribución o arreglo de los granos según su tamaño.

Los granos de arena bien distribuidos, moderadamente redondeados, depositados en agua, resultan en un empaque de 30 a 40 % de porosidad. En sedimentos de distribución deficiente los granos más pequeños se acomodan en los espacios existentes entre los granos más grandes, lo que reduce considerablemente la porosidad.

Gran parte de la porosidad en algunas areniscas y limolitas, aparentemente compactas, se debe a fracturas.

Un ejemplo típico de este caso es la formación Spraberry en el occidente de Texas, en donde se estima que las fracturas contribuyeron al 10 % de la porosidad.

Las ***fracturas*** son, sin embargo, responsables de la mayor parte de la permeabilidad del yacimiento. Debido a que es muy difícil obtener muestras de rocas fracturadas sin disturbar las condiciones originales, los métodos de análisis de núcleos para evaluar fracturas son por lo general inadecuados.

1.2.1.1 Consolidación

Consolidación (compactación) es el factor geológico que reduce la porosidad debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica.

Las areniscas exhiben una compresibilidad muy reducida (3×10^{-7} por lpc), mientras que las lutitas pueden ser reducidas a una pequeña fracción de su volumen original al tiempo de sedimentación.

La porosidad de ***rocas sedimentarias*** ha sido demostrada por **Krumbein y Sloss** por estar en función del grado de compactación de la roca. Las fuerzas que compacta están en función de la máxima profundidad de entierro de la roca. El efecto de compactación natural sobre la porosidad es mostrado en la Figura 1.2.1.

Este efecto es principalmente debido a la distribución resultante del empaquetado después de la compactación. Así los sedimentos que se han quedado profundamente sepultados, se emparejan si posteriormente son elevados, presentando valores más bajos de porosidad que sedimentos que no han estado sepultados a gran profundidad.

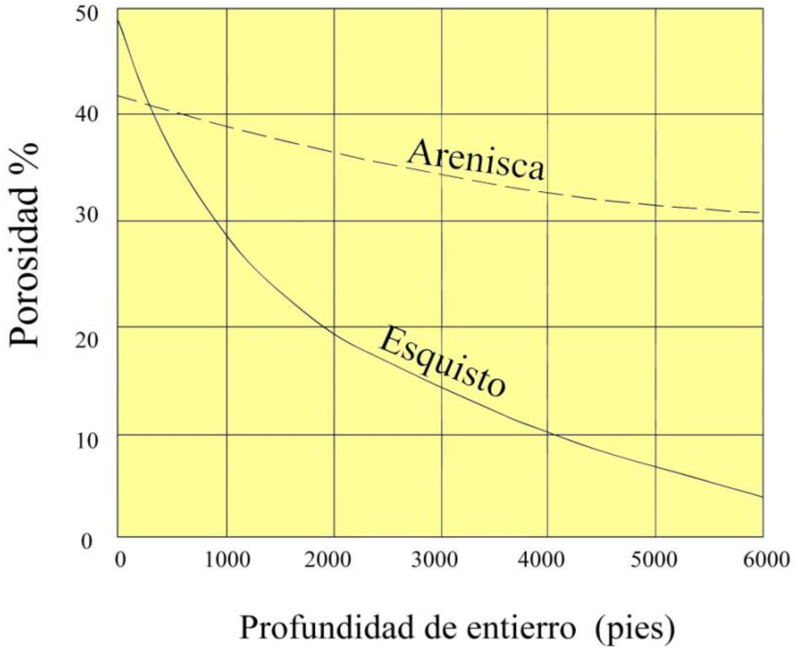


FIGURA 1.2.1 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN NATURAL SOBRE LA POROSIDAD

Geerstma manifiesta que tres clases de compresibilidad deben ser distinguidas en rocas: (1) la compresibilidad de la matriz de roca, (2) la compresibilidad de roca neta (bulk), y (3) la compresibilidad del poro.

La compresibilidad de la matriz de roca es el cambio fraccional en el volumen del material sólido (granos) de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad de roca neta es el cambio fraccional en el volumen neto de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad del poro es el cambio fraccional en el volumen del poro de la roca con una unidad de cambio en la presión.

De interés principal para el ingeniero del reservorio es el cambio en el volumen del poro de la roca.

Hall presento la compresibilidad del volumen de poro como una función de la porosidad. Estos datos están resumidos en la Figura. 1.2.2.

La compresibilidad efectiva de la roca en la Figura 1.2.2 resulta del cambio en porosidad causada por la expansión del grano y la disminución en espacio del poro por la compactación de la matriz. Es decir la compresibilidad decrece cuando la porosidad se incrementa.

En resumen, esto puede estar afirmando que las compresibilidades de volumen de poro de areniscas consolidadas son del orden de 5 x10^{-6} (1 / psi).

Bajo las circunstancias normales algún error introducido descuidándose de la compresibilidad de la roca sería tan pequeño para ser escondido por otros errores de medida.

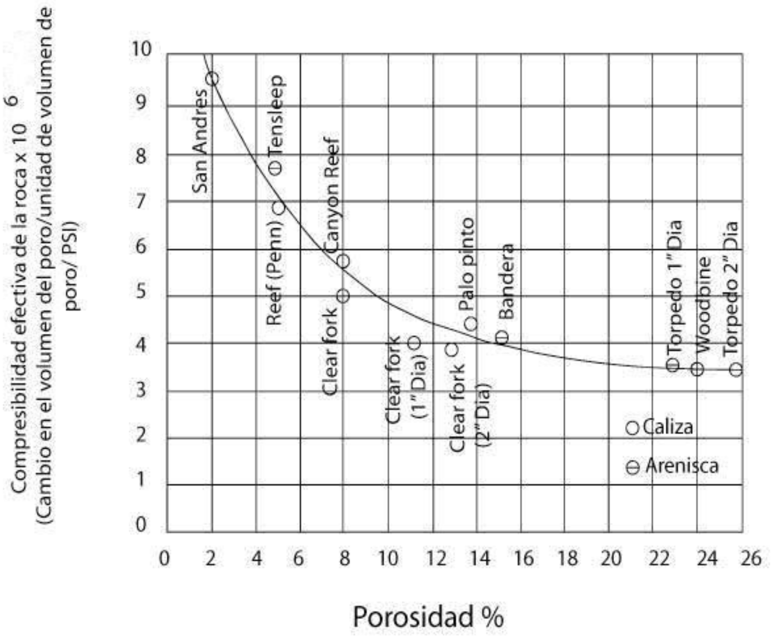


FIGURA 1.2.2 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DE LA ROCA RESERVORIO

1.2.1.2 Cementación

Es el agente que tiene mayor efecto sobre la porosidad original y afecta el tamaño, forma y continuidad de los canales debido a una posible deposición de cuarzo secundario, calcita y dolomita o de combinaciones de las mismas. Además arcillas a menudo pueden actuar como material de cementación.

1.2.1.3 Cemento de sílice

Puede estar presente en una roca en cantidades que varían considerablemente. En una arena no consolidada y de granos uniformes, la forma actual de los poros se aproxima a la forma teórica.

En las primeras etapas de cementación de sílice secundaria, la forma original de los poros no se altera considerablemente pero el espacio poroso total se reduce y algunas de las conexiones son interrumpidas. A medida que la cementación aumenta, el cuarzo secundario invade la mayor parte de las aberturas grandes del espacio poroso y se desarrolla gran cantidad de ángulos entrantes.

En la etapa final de cementación de sílice secundaria los granos individuales de cuarzo crecen y se unen a los contiguos formándose una roca de cuarcita en donde el espacio poroso está prácticamente eliminado.

1.2.1.4 Cemento de Carbonato

En una arenisca se puede formar al mismo tiempo que la arena se deposita o poco después del proceso de sedimentación.

Es posible que ocurra una cementación secundaria por calcita o dolomita proveniente de aguas en circulación, pero de todas maneras es de menor importancia que la cementación de sílice secundaria.

En la mayoría de los casos, el cemento dolomítico forma estructuras de cristales bien definidas, mientras que el cemento calcítico es irregular en su forma. El cemento de calcita se puede convertir en cemento dolomítico, lo que resulta en un aumento adicional de la porosidad.

1.2.1.5 Cemento de Arcilla

No causa exactamente endurecimiento de las arenas. El efecto obtenido por las partículas de arcilla es una acción de unión floja que deja a las rocas bastante friables.

El cemento de arcilla se deposita al mismo tiempo que los granos de arena y generalmente se adhiere a éstos de manera que después de la deposición aún existe una porosidad considerable. La porosidad total de una arenisca no es reducida considerablemente por pequeñas cantidades de arcilla.

El proceso de recristalización no es un factor importante en la porosidad de una arenisca.

Es de interés observar el efecto de la *granulación* y el *molimiento* de los granes de arena sobre la porosidad a grandes profundidades bajo la presión de los sedimentos superpuestos.

A medida que la presión de los sedimentos superpuestos aumenta, los granos de cuarzo tienden a formar una empaquetadura más compacta en una arenisca. Los granos de arena son molidos y también sufren una deformación plástica.

La persistencia de porosidad a grandes profundidades en cuencas sedimentarias profundas es motivo de gran interés y preocupación en la industria del petróleo, especialmente con la tendencia que existe hoy en día de alcanzar mayores profundidades en las operaciones de perforación.

Bell (1943) basado en experimentos de molimiento hechos en el laboratorio con núcleos secos, sugirió que la máxima profundidad a que podía existir la porosidad era aproximadamente de 21 000 ft.

Sin embargo, cuando las rocas están saturadas de fluidos y no existen formas de escape, se puede esperar que la porosidad pueda aún persistir a mayores profundidades.

1.2.2 Porosidad de las Calizas

El desarrollo de la porosidad en un yacimiento de carbonato se diferencia en muchos aspectos a uno de areniscas. Mientras que en las areniscas se puede esperar un grado alto de continuidad horizontal, el desarrollo de porosidad en rocas de carbonato es de extensión limitada tanto horizontal como verticalmente.

En las calizas es raro encontrar porosidad laminar. Sin embargo, uno de estos casos es la caliza Lansing-Kansas City, en Kansas.

Aunque algunas aberturas individuales en las rocas de carbonato pueden ser bastante grandes, la porosidad promedia de una sección es generalmente inferior a la de las areniscas. La razón por la cual las calizas forman yacimientos prolíficos se debe al mayor espesor de las capas.

Como en las areniscas, la porosidad en las rocas de carbonato puede ser primaria o secundaria.

La porosidad primaria en las rocas de carbonato puede resultar de:

1) Vacíos intersticiales entre granos clásticos de una roca detrítica de carbonato, tal como en conglomerados, brecha, coquina, oolita, creta, etc.

2) Vacíos formados de esqueletos cuando se remueve materia orgánica de corales y algas calcáreas.

3) Vacíos intercristalinos formados en calizas cristalinas a lo largo de planos de clivaje y por diferencia en el tamaño de los cristales.

Los yacimientos de gas y petróleo constituidos por calizas con porosidad primaria rara vez son importantes excepto en el caso de facies cretáceas (de creta) y oolíticas.

La porosidad primaria, sin embargo, facilita los medios para el desarrollo de porosidad secundaria permitiendo la circulación de aguas subterráneas.

En rocas de carbonato, la porosidad secundaria puede originarse de:

- √ Diaclasas
- √ Acción de Lixiviación por aguas subterráneas
- √ Dolomitización

1.2.2.1 Diaclasas

Diaclasas causadas por consolidación, contracción, esfuerzos tectónicos o cambios mineralógicos.

Las **diaclasas** consisten en una serie de fracturas que siguen un arreglo consistente con grupos de fracturas paralelos unos a los otros, mientras que otros grupos interceptan los primeros en un ángulo determinado. Entre las fracturas que se intersectan algunas son más grandes que otras constituyendo una mayor serie de diaclasas.

Por lo general, las diaclasas son verticales. Debido a lo frágil de los carbonatos, las diaclasas pueden producirse como resultado de aplicación de pequeñas fuerzas de tensión y se encuentran generalmente en la cresta de los anticlinales.

Por consiguiente, la porosidad formada por el efecto de soluciones se desarrolla más que todo en las partes altas de las estructuras en donde las aguas meteóricas encuentran fácil acceso.

1.2.2.2 Acción de Lixiviación por aguas subterráneas

Este proceso desarrolla la porosidad por medio de soluciones y está relacionada con la topografía de antiguas superficies de erosión.

Dicho proceso requiere un período de erosión suficientemente largo y un relieve superficial por encima del nivel hidrostático tal que permita la acción disolvente de aguas en percolación.

La porosidad en la mayoría de los yacimientos de caliza se debe a este tipo de desarrollo.

1.2.2.3 Dolomitización

El mecanismo del desarrollo de porosidad por dolomitización no se ha establecido claramente, pero se cree que es el resultado de la ***restitución molecular de***

calcio por magnesio en las calizas, dando como resultado porosidades hasta del 12 *%.*

El proceso de dolomitización muchas veces es un proceso local, y no es raro encontrar calizas que gradualmente se convierten en dolomitas en una dirección lateral con la existencia de porosidad únicamente en las dolomitas.

Las calizas se caracterizan por tener **más de un sistema poroso**. Generalmente consiste en *porosidades* ***intergranular,*** **de** ***canales*** **y de** ***drusas****.*

En algunas calizas la porosidad consiste en una **combinación** de porosidades ***intergranular y de fracturas.***

Al sistema múltiple de porosidad en las calizas se debe la presencia de series de canales a través de los cuales existe flujo preferencial, mientras que en los poros pequeños y en los que no están intercomunicados, el flujo de petróleo hacia los canales principales depende de la influencia de la expansión del gas en solución.

Por dicha razón, la producción primaria en las calizas es más eficaz por empuje de gas en solución que la producción por estimulación secundaria (inyección de gas o de agua), ya que estos medios externos de desplazamiento siguen preferentemente el trayecto de menor resistencia, dejando atrás grandes cantidades de petróleo.

Archie (1951) clasificó en una forma bastante práctica la porosidad de los carbonatos:

1).- Porosidad cristalina compacta,

2).- Porosidad cretácea o tipo creta y

3).- Porosidad granular-sacaroidal.

1).- ***Las calizas con porosidad cristalina-compacta*** se reconocen por su lustre brillante y su apariencia resinosa en fracturas recién hechas. Si se examina una cortadura, se observará que los bordes son agudos. Los cristales individuales están estrechamente entrelazados en forma compacta y, donde la porosidad secundaria no se ha desarrollado, no existe espacio visible entre los cristales. El diámetro de los poros es menor de 0,01 mm; el volumen poroso total es inferior al 5 % del volumen total, y la permeabilidad menor de 0,1 md. Por esta razón sólo pueden producir gas y petróleo en cantidades comerciales cuando el desarrollo de porosidad secundaria alcanza un valor total del 7 al 10 %. En este caso, el espacio entre los poros es visible con una lupa corriente, las drusas y los canales pueden llegar a formarse con un mayor grado de lixiviación.

2).- ***Las calizas con porosidad cretácea (tipo creta)*** tienen una apariencia opaca *y* terrosa, y con frecuencia los cristales individuales no se distinguen debido al empaque imbricado, es decir, las caras de los cristales forman distintos ángulos. Este tipo de caliza requiere una porosidad mayor para poder producir petróleo en forma comercial. Una porosidad del 10 % corresponde aproximadamente a una permeabilidad de 0,1 md, y una porosidad del 15 % convierte la caliza por lo general en un productor comercial de hidrocarburos.

3).- *Las calizas con porosidad granular-sacaroidal* se caracterizan por la apariencia gruesa de los granos, similar al azúcar. Este grupo lo constituyen las llamadas calizas oolíticas. La relación entre la porosidad y la permeabilidad de las calizas granulares es similar a las de porosidad cristalina-compacta y. por consiguiente, de requiere una porosidad del 7 al 10 % para que la roca pueda producir hidrocarburos en forma comercial.

Los análisis de las cortaduras de perforación o de núcleos, desde el punto de vista litológico, son de gran valor en los yacimientos de carbonato para ayudar a establecer las zonas productivas y las no productivas.

1.3 Ley de Boyle.

Los gases se caracterizan en su comportamiento por tres variables relevantes, Presión, Volumen y Temperatura, P V T, respectivamente.

Hay varias leyes que interrelacionan estas variables, una de ellas es la de Boyle - Mariotte o mas comúnmente conocida como Ley de Boyle, que establece**:**

“El volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión para una masa o peso determinado de gas cuando la temperatura es constante”.

En el siglo XVII, Robert Boyle demostró que el volumen ocupado por una misma masa de gas, a temperatura constante, es inversamente proporcional a la presión que soporta.

Es decir, si la presión de un gas aumenta, el volumen del gas disminuye en la misma proporción. Según la siguiente expresión:

$$PV = k \text{ (constante)}$$

Por lo tanto, para las condiciones iniciales (1) y finales (2) de P y T se pueden escribir 2 ecuaciones:

$\begin{matrix} P_1V_1 = k_1 \\ P_2V_2 = k_2 \end{matrix}$, en tanto se este empleando la misma muestra de gas encerrado a una temperatura constante, k1 será igual a k2, y el producto de la presión inicial por el volumen inicial será igual al producto de la presión final por el volumen final. En consecuencia se puede escribir la siguiente igualdad:

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

$$P_2 = \frac{P_1V_1}{V_2} \quad \text{o} \quad V_2 = \frac{P_1V_1}{P_2}$$

En estas formulas, P1 y V1 son la presión y volumen inicial de un gas, y P2 y V2 la presión y volumen después de que el gas haya sido comprimido o expandido.

Importante:

√ Para aplicar esta formula es necesario emplear valores de presión "absoluta" y no manométrica.

√ Un gas ideal se comporta según la ley de Boyle.

√ Un gas real, en buena aproximación, se comporta según esta ley.

√ Son gases reales, por ejemplo, H, O, CO2, el aire, etc.

La presión absoluta es la presión que ejerce el aire atmosférico que es igual a 1,033 Kgf /cm^2 = 1 atmósfera (kilogramo fuerza por centímetro cuadrado).

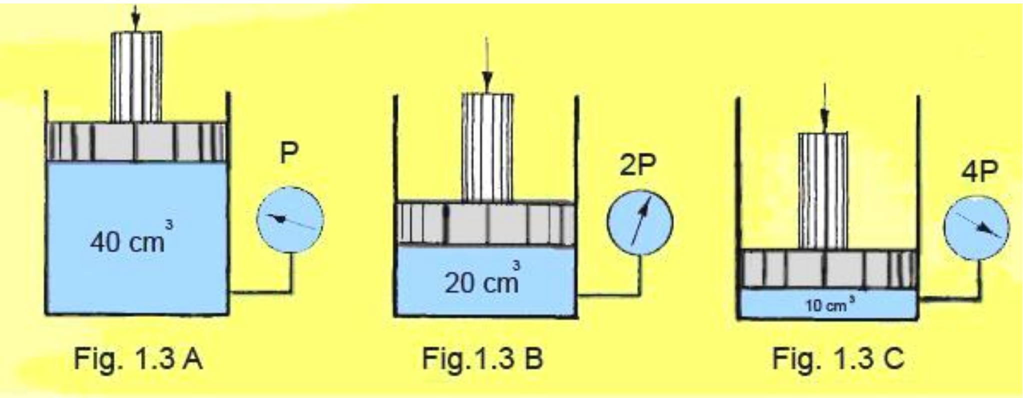


Fig. 1.3 A Fig.1.3 B Fig. 1.3 C

FIGURA 1.3A B C ESQUEMA DE LA LEY DE BOYLE.

- En la **Figura 1.3A**, 40 cm^3 de gas están contenidas en un recipiente cerrado a una presión P.
- En la **Figura 1.3B** el pistón se ha movido reduciendo el volumen a 20 cm^3, provocando un incremento de la presión 2P.
- En la **Figura 1.3C** el pistón a comprimido el gas a 10 cm^3 , provocando un incremento de cuatro veces la presión original 4P.cm^3

Existe entonces una relación inversamente proporcional entre el volumen y la presión de un gas siempre que la temperatura se mantenga constante, y que las lecturas de presión sean "absolutas" es decir referidas al vacío perfecto.

La Ley de Boyle, describe el comportamiento de un gas llamado "perfecto". El aire comprimido se comporta en forma similar a la ley de un gas perfecto a presiones menores de 70 Kgf/cm² y los cálculos empleando la Ley de Boyle ofrecen resultados aceptables. No ocurre lo mismo con ciertos gases, particularmente de la familia de los hidrocarburos como el propano y etileno.

Calculo

Partiendo con 40 cm³ de gas confinado a una presión manométrica de 3 Kgf/cm², **Fig. 1.3D**, ¿cual será la presión final después de que el gas haya sido comprimido a un volumen cuatro veces menor?

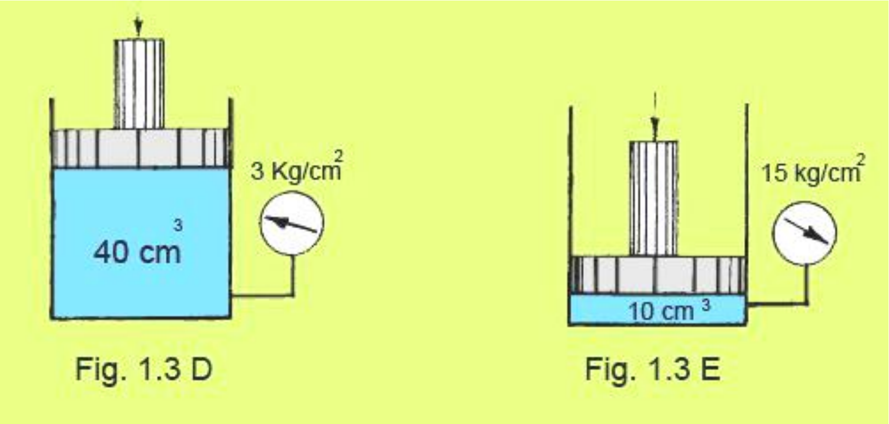


FIGURA 1.3D y E ESQUEMA DE LA LEY DE BOYLE

1ero. Convertimos la presión manométrica en absoluta: 3 + 1,033 = 4,033 Kgf/cm².

A continuación se aplica la ley de Boyle:

Sí el volumen se redujo a 1/4, la presión se habrá multiplicado por 4 es decir: 4,033 x 4 = 16,132 Kgf/cm² (absoluta).

Finalmente convertiremos esta lectura absoluta en manométrica:

16,132 - 1,033 = 15,099 Kgf/cm² (Fig. 1.3E)

La presión se mide en instrumentos tales como: el barómetro y manómetro y sus unidades dependerán del sistema de medida utilizando (ya que P = F/A, F = fuerza, A= área).

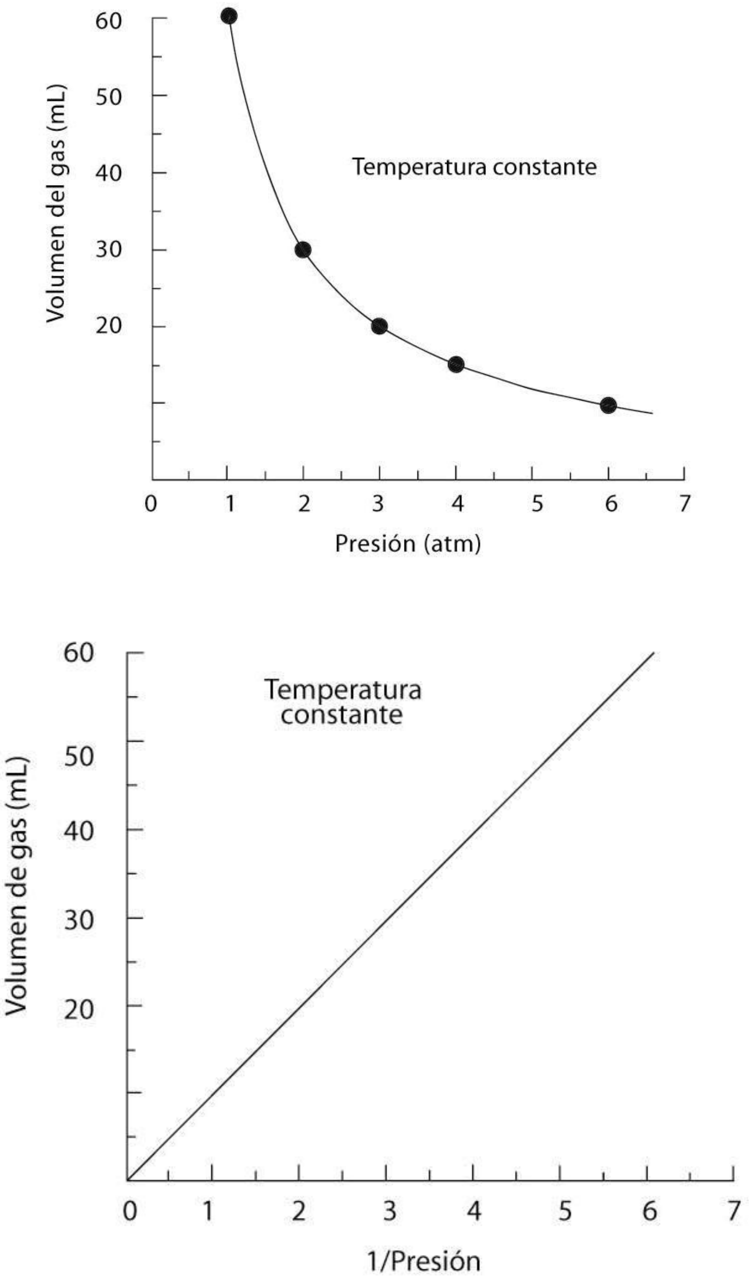


FIGURA 1.3.1 DIAGRAMA EN FUNCION DE LA LEY DE BOYLE

1.4 Usos de la porosidad

La industria petrolera requiere de una caracterización detallada de sus yacimientos, una de las más importantes que se debe conocer es la caracterización petrofísica de los núcleos productores de petróleo, conocer en forma exacta datos de porosidad, permeabilidad, densidad, entre otras. Por tal motivo de realizan análisis especiales a núcleos muestra, como son análisis de porosidad los cuales son usadas para calibrar registros y para cálculos de reservas.

Un ejemplo del uso de porosidad es la Estimación de la Capacidad de almacenamiento del reservorio para inyección de agua, provee el entendimiento, para los problemas en la actualidad encontrados en la reinyección de salmuera.

Asuma un ***acuífero cilíndrico*** definido dentro de **36 millas de diámetro** (Aproximadamente 1,000 millas cuadradas en la extensión areal) tiene una porosidad de **Φ= 0.35** y que el espesor de arena de la inyección promedia **100 ft.** Porque el acuífero se encuentra limitado, la capacidad de almacenamiento de inyección está limitada por la compresibilidad de agua.

Si la presión neta de inyección en el fondo de pozo es **1,000 psi** (69 megabares) sobre la presión estática del reservorio, la compresibilidad de agua es **$45*10^{-6}$ por megabar**.

1 acre-ft tiene un volumen de 7,758 bbls (1Bbl = 42 galones USA)

Entonces: La extensión areal del reservorio es = 1,000 millas cuadradas x 640 acres/milla cuadrada = **640,000 acres**

La capacidad total del poro es = **$6.4*10^5$** acres x **7,758 (Bbls/acre-ft)** x 100**ft** x **0.35** = **$1.738*10^{11}$ Bbls**

Luego, la capacidad total de inyección a partir de la compresibilidad = $1.738*10^{11}$**Bbls** x **69** megabares x **$45*10^{-6}$**(1/megabares) = **$5.4*10^8$ Bbls**

Este tipo de análisis sobre un desarrolló de tiempo base puede proveer la comprensión importante que requiere el poder de la inyección a largo plazo, combinado con el incremento de la presión apropiada, causada por el flujo laminar de fluidos inyectadas a través de los medios porosos.

Además un ejemplo de la Estimación de las Reservas de petróleo:

Asumiendo:

A = 500 acres

L= 40 ft

Vr = 20,000 acre-ft

Ø_{eff} = 30 %

Sw = 0.40

FVF = 1.4

R = 0.32

Donde:

A: Area del reservorio

L: Espesor

Vr: Volumen neto (bulk) del reservorio

Ø: Porosidad efectiva

Sw: Saturación de agua intersticial

FVF: Factor volumétrico de formación

R: Factor de recobro

$$\text{Petróleo recuperable} = \frac{\text{A L } 7{,}758\ \Phi\,(1 - \text{S}_\text{W})\text{R}}{\text{FVF}}$$

$$\text{Petróleo recuperable} = \frac{500 \times 40 \times 7{,}758 \times 0.30(1 - 0.40) \times 0.32}{1.4}$$

$$\text{Petróleo recuperable} = \; = 6{,}383{,}726\ \text{Bbls stock tank}$$