

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley de Darcy se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos.

1.1. Ley de Henry Darcy

La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, o

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl}$$

1.1

donde v es la velocidad aparente en centímetros por segundo e igual a q/A , donde q es la caudal volumétrico del flujo, en centímetros cúbicos por segundo, y A es el área de la sección transversal total o aparente de la roca, en centímetros cuadrados. En otras palabras, A incluye tanto el área del material sólido (esqueleto mineral) de la roca como también el área de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en centipoises, y el gradiente de presión, dp/dl , tomado en la misma dirección que q y v , en atmósferas por centímetro. La constante de proporcionalidad, k , es la permeabilidad de la roca expresada en darcys. La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido y es similar al término de conductividad eléctrica. El signo negativo indica que si se toma el flujo positivo en la dirección positiva de l , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/dl es negativa.

La ley de Darcy se aplica sólo en la región de flujo laminar. En flujo turbulento, que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta a una rata mayor que la del flujo. Afortunadamente, excepto en casos de muy altas ratas de inyección o de producción en la vecindad del pozo, el flujo en el yacimiento y en la mayoría de las pruebas hechas en el laboratorio es laminar y la ley se cumple.

La ley no se aplica a flujo en canales porosos individuales, sino a partes de la roca de dimensiones razonablemente grandes comparadas con el tamaño de los canales porosos; en otras palabras, es una ley estadística que promedia el comportamiento de muchos canales porosos. Por esta razón, con muestras de formación de areniscas uniformes de uno o dos centímetros, se obtienen resultados satisfactorios de mediciones de permeabilidad, en cambio, rocas de tipo fracturado o drusoso exigen muestras mucho más grandes.

Debido a la porosidad de la roca, a la tortuosidad de las líneas de flujo y a la ausencia de flujo en algunos de los espacios porosos (incomunicados), la velocidad real del fluido varía de lugar a lugar dentro de la roca, mantiene un promedio mucho más alto que la velocidad aparente. Como las velocidades reales no son medibles por lo general, y para mantener porosidad y permeabilidad independientes, las velocidades aparentes constituyen la base de la ley de Darcy. Es decir, la velocidad real promedio de avance de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido satura por completo la roca.

La unidad de la permeabilidad es el darcy. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de darcy, es decir, milidarcys, 0.001 darcy. Las permeabilidades de las formaciones de gas y de petróleo comercialmente productoras varían desde pocos milidarcys a varios miles. Las permeabilidades de calizas ítergranulares pueden ser sólo una fracción de un milidarcy y aún tener producción comercial, siempre y cuando la roca contenga fracturas u otro tipo de aberturas adicionales naturales o artificiales. Rocas con fracturas y tipo drusoso pueden tener permeabilidades muy altas y algunas calizas cavernosas se aproximan al equivalente de tanques subterráneos.

La permeabilidad de un núcleo medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedia del yacimiento o parte del mismo, ya que a menudo se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal. Muchas veces la permeabilidad de una roca que parece uniforme puede cambiar varias veces en un núcleo de una pulgada.

Por lo general, la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación de rocas estratificadas es más alta que la permeabilidad vertical. Además, en algunos casos, la permeabilidad a lo largo del plano de estratificación, varía considerable y consistentemente con la orientación del núcleo debido probablemente a la deposición orientada de partículas de mayor o menor alargamiento y a lixiviación o cementación posteriores por aguas migratorias. En algunos yacimientos pueden observarse tendencias generales de permeabilidad de un sitio a otro, y muchos yacimientos determinan sus límites total o parcialmente por rocas de permeabilidad muy baja y, naturalmente, por la capa que sirve de cubierta superior. Es común la presencia de uno o mas estratos de permeabilidad uniforme en parte o en todo el yacimiento. Durante el desarrollo adecuado de yacimientos es acostumbrado tomar muchos núcleos de pozos seleccionados a través del área productiva, midiendo la permeabilidad y porosidad de cada pie de núcleo recuperado. Los resultados se interpretan por lo general estadísticamente.

El gradiente dp/dl es la fuerza de empuje, y se debe a los gradientes de presión del fluido y en parte o totalmente a los gradientes hidráulicos (gravitacionales), superpuestos e intercambiables. En

muchos casos de interés práctico los gradientes hidráulicos, aunque siempre presentes, son pequeños comparados con los gradientes de presión del fluido, y son frecuentemente despreciados. En otros casos los gradientes hidráulicos son importantes y deben considerarse, en particular, en operaciones de producción por bombeo en yacimientos con presiones agotadas, o en yacimientos con capa de gas en expansión con buenas características de drenaje gravitacional. En caso de que ambos actúen simultáneamente, la ecuación (1.1) puede modificarse a:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 9.67 * 10^{-4} \rho \cos \theta \right) \quad 1.2$$

ρ es la densidad del fluido en gramos por centímetro cúbico y θ es el ángulo entre la dirección positiva de l y la línea vertical en dirección hacia abajo. $9.67 * 10^{-4}$ convierte el gradiente de presión en dinas por centímetro cuadrado por centímetro a atmósfera por centímetro.

También se puede expresar la ecuación (1.2) en unidades de campo así:

$$v = -1.127 \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 0.433 \gamma_o \cos \theta \right) \quad 1.3$$

$0.433 \gamma_o \cos \theta$ es el gradiente hidráulico en lpc por pie, γ_o es la gravedad específica relativa al agua.

Los gradientes hidráulicos en los yacimientos varían de un máximo alrededor de 0.50 lpc/pie para salmueras a 0.433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0.10 y 0.30 lpc/pie y varían de acuerdo con la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0.002 lpc/pie para gas natural a 100 lpc. Los valores citados corresponden a gradientes verticales.

1.1.1. Ley de Darcy para flujo de líquidos

Considérese un flujo radial hacia un pozo vertical de radio r_w en un estrato circular de espesor y permeabilidad uniformes, (figura 1.1).

Si el fluido es incompresible, el flujo a través de cualquier circunferencia es constante.

Sea P_{wf} la presión mantenida en el pozo cuando a éste fluyen q barriles por día a condiciones del yacimiento y a una presión P_e constante en el radio exterior r_e . Sea P la presión a cualquier radio r . A este radio r :

$$q = 1.127 \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad 1.4$$

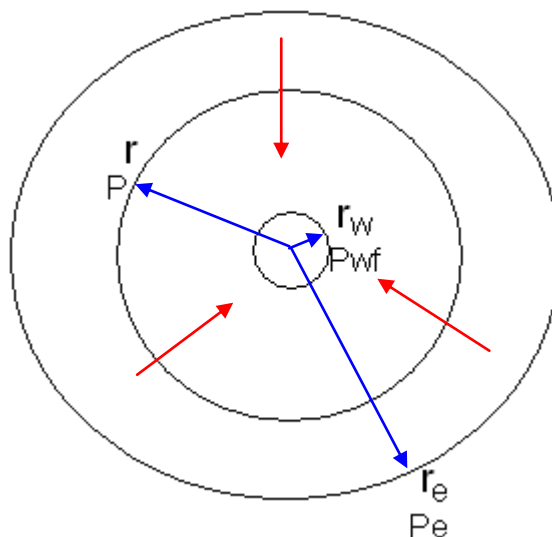


FIGURA 1.1. FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO INCOMPRESIBLE

Separando variables e integrando entre dos radios cualesquiera por ejemplo, r_e y r_w , donde las presiones son P_e y P_w , respectivamente y expresando a condiciones superficiales por medio de B_o el factor volumétrico:

$$q_{sc} = \frac{7.08kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad 1.5$$

En esta ecuación se ha removido q , μ y k de la integral, asumiendo que son constantes con presión, esto es bastante aceptable cuando la presión del fluido esta por encima de la presión de burbujeo. La ecuación 1.5 es suficientemente exacta en ingeniería para expresar el flujo radial de líquidos compresibles, cuando ocurre flujo a través del límite externo.

1.1.2. Ley de Darcy para flujo de gases

En un sistema en estado continuo, el caudal de flujo de gas es la misma en todas las direcciones transversales. Sin embargo, debido a que el gas se dilata a medida que la presión disminuye, la velocidad será mayor en el lado de baja presión que en el lado de alta presión y, por consiguiente, el gradiente de presión aumenta hacia el lado de baja presión. El flujo en cualquier sección transversal r de la figura 1.1, donde la presión es P , puede expresarse en pies cúbicos estándar por día a condiciones del yacimiento por:

$$q = \frac{q_{sc} P_{sc} T_z}{T_{sc} P} \quad 1.6$$

Sustituyendo en la ley de Darcy, separando variables e integrando entre los radios r_e y r_w :

$$q_{sc} = 19.88 \frac{T_{sc} h k (P_e^2 - P_{wf}^2)}{P_{sc} T z \mu \ln(r_e/r_w)} \quad 1.7$$

Usando valores promedios de z , T , k y μ ya que no se tomaron en cuenta en la integral asumiendo que se mantienen constantes con presión.

Si se expresa el caudal q a la presión promedio, P_m , y temperatura del yacimiento, T , se tiene:

$$q_{sc} = q_m \frac{(P_e + P_{wf}) T_{sc}}{2 P_{sc}} \frac{1}{T z} \quad 1.8$$

Sustituyendo la ecuación 1.8 en la ecuación 1.7 y factorizando las presiones, queda en $\text{pie}^3/\text{día}$:

$$q_m = 39.76 \frac{k h (P_e - P_{wf})}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad 1.9$$

1.2 Teoría de permeabilidad

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva (poros interconectados), aunque no necesariamente con la porosidad absoluta.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación).

Existen tres tipos de permeabilidades que son:

Permeabilidad absoluta

Permeabilidad efectiva

Permeabilidad relativa

1.2.1 Permeabilidad absoluta

Excepto para gases a presiones bajas, la permeabilidad de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pasa a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100 % del espacio poroso de la roca. La permeabilidad a una saturación de 100 % de un fluido homogéneo se denomina permeabilidad absoluta de la roca. Si a través de un núcleo de 2.0 cm² de sección transversal y 3.20 cm. de longitud fluye salmuera de 1.0 cp a una rata de 0.50 cm³ por segundo bajo una presión diferencial de 2.0 atm, su permeabilidad absoluta es

$$k = \frac{q\mu l}{A\Delta p} = \frac{0.5 * 1.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.375 \text{ darcy}$$

Sí se reemplaza la salmuera por un petróleo de 3.0 cp de viscosidad, la rata de flujo del petróleo es de 0.167 cm³/seg, bajo la misma presión diferencial, y la permeabilidad absoluta es de

$$k = \frac{q\mu l}{A\Delta p} = \frac{0.167 * 3.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.375 \text{ darcy}$$

1.2.2 Permeabilidad efectiva

Si se mantiene una saturación de agua en el núcleo de 70 % ($S_w = 70\%$) y de 30 % de petróleo ($S_o = 30\%$), a estas saturaciones y sólo a estas, el flujo de salmuera bajo la misma presión diferencial es 0.30 cm^3 por segundo y el de petróleo de 0.02 cm^3 por segundo. Por tanto, la permeabilidad efectiva al agua es

$$k_w = \frac{q_w \mu_w l}{A \Delta p} = \frac{0.3 * 1.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.225 \text{ darcy}$$

mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es

$$k_o = \frac{q_o \mu_o l}{A \Delta p} = \frac{0.02 * 3.0 * 3.0}{2.0 * 2.0} = 0.045 \text{ darcy}$$

De lo anterior puede deducirse que la permeabilidad efectiva de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor de 100 %. Del caso anterior puede observarse que la suma de las permeabilidades efectivas, es decir, 0.270 darcys, siempre es menor que la permeabilidad absoluta, 0.375 darcys.

1.2.3 Permeabilidad relativa

Sí dos fluidos están presentes, tal como petróleo y agua, sus ratas relativas de flujo se determinan por sus viscosidades relativas y sus permeabilidades relativas. Permeabilidad relativa es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta. En el ejemplo anterior, las permeabilidades relativas al agua y al petróleo son,

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = \frac{0.225}{0.375} = 0.60$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} = \frac{0.045}{0.375} = 0.12$$

k_{rw} y k_{ro} son permeabilidades relativas al agua y al petróleo, respectivamente.

1.3 Permeabilidad para I, II y III fases

Permeabilidad a una fase

Esto se logra cuando tenemos un yacimiento con su presión y temperatura fuera del domo bifásico, donde encontramos un solo tipo de fluido recorriendo los capilares interconectados de la roca. Además, el agua intersticial debe tener una saturación menor a la saturación de agua inmóvil.

Permeabilidad a dos fases

La primera información publicada concerniente al flujo simultáneo de múltiples fluidos fue probablemente la de Hassler en el año de 1936. El término “permeabilidad relativa” aún no había sido señalado y Hassler estudió sólo las características de flujo de la fase gaseosa como una función de la saturación del fluido en rocas consolidadas. El concepto de permeabilidad relativa fue postulado por primera vez por Muskat y Meres (1936). Su trabajo consistió en extender la ley de Darcy para un sistema de dos fases. Para reservorios de petróleo, las relevantes combinaciones de fluidos de dos fases son agua-petróleo y liquido-gas. Las curvas de permeabilidad relativa gas-agua se usan para describir el comportamiento de los reservorios de gas y las curvas de gas-liquido sirven para los reservorios de condensados.

La permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo se grafica usualmente como una función de la saturación de agua, como se muestra en la figura 1.2. A la saturación de agua irreducible (S_{wc}), la permeabilidad relativa al agua es cero y la permeabilidad relativa al petróleo con respecto al agua es un valor menor a uno. En este punto sólo el petróleo puede fluir y la capacidad del petróleo a fluir se ve disminuida por la presencia de agua innata.

El efecto de la reducción del flujo de petróleo por el agua connata se ilustra esquemáticamente en la figura 1.3.

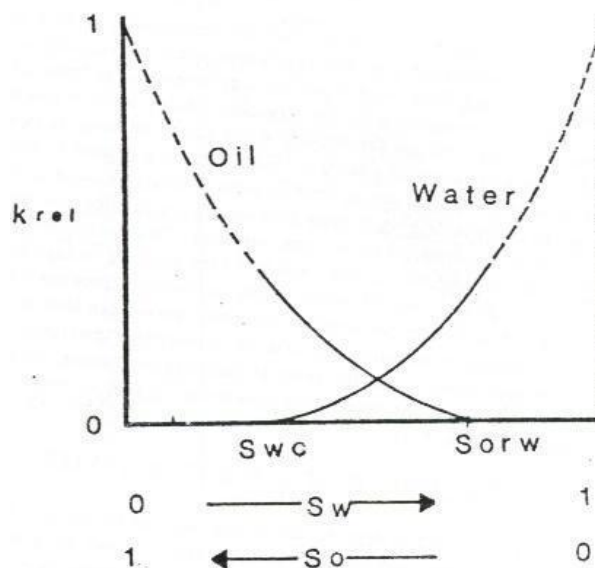


FIGURA 1.2. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO

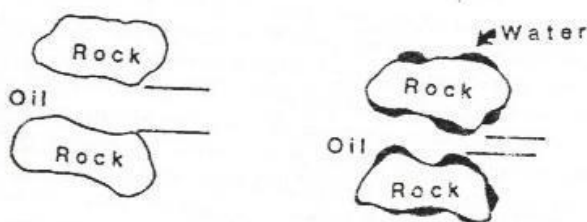


FIGURA 1.3. REDUCCIÓN DEL FLUJO DE PETRÓLEO DEBIDO A LA PRESENCIA DE AGUA

Note que los datos a la izquierda de la saturación de agua irreducible no son útiles para predecir el comportamiento de los reservorios hidrocarburíferos, ya que no es común encontrar saturaciones de agua menores a S_{wc} . Con incrementos en la saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la permeabilidad relativa al petróleo (con relación al agua) disminuye. Se alcanza una saturación de agua máxima a la saturación residual de petróleo y la permeabilidad relativa al petróleo es cero. Obviamente, las condiciones del acuífero representan una permeabilidad relativa al agua de uno, lo cual ocurre a una saturación de agua del 100 %.

Las permeabilidades relativas del gas-petróleo y gas-liquido se asemejan en concepto a la permeabilidad relativa del agua-petróleo. Los valores de permeabilidad relativa preferidos son aquellos tomados a la saturación de agua irreducible.

A medida que la saturación de gas libre aumenta, la permeabilidad relativa al petróleo con relación al gas disminuye; sin embargo, hasta que se alcance la saturación crítica (S_{gc}) del gas, la permeabilidad relativa al gas es cero. La saturación crítica de gas es el punto en el cual las burbujas de gas llegan a ser lo suficientemente grande como para penetrar a través del petróleo y fuera de la superficie de la roca.

Conforme la saturación de gas aumenta, la permeabilidad relativa al gas incrementa y teóricamente alcanza el valor de la unidad al 100 % de gas.

El primer procedimiento experimental para determinar la permeabilidad relativa en una arena sin consolidar fue descrito por Wyckoff y Botset (1936). Su trabajo consistió en inyectar una combinación de líquidos y gases a través de una muestra bajo condiciones en estado estable. Sus resultados se muestran en la figura 1.4, donde el k_{ro} y k_{rg} son las permeabilidades relativas al petróleo y al gas, respectivamente. La figura es típica del comportamiento de las permeabilidades relativas a la fase mojante y no mojante, sin importar si el sistema esta mojado por agua o por petróleo.

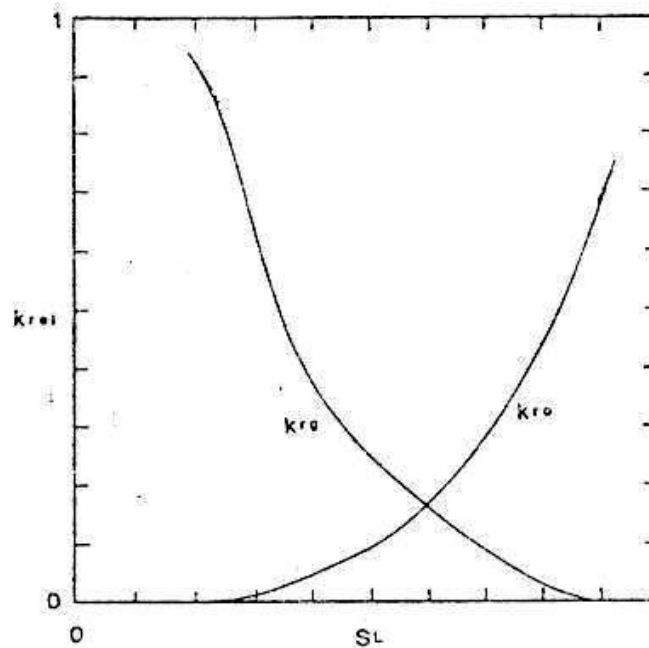


FIGURA 1.4. CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA UNA ARENA NO-CONSOLIDADA

La figura 1.4 muestra diferentes formas de las curvas de permeabilidad para un sistema de dos fases. La curva de permeabilidad relativa al petróleo es cóncava hacia arriba mientras que la curva de permeabilidad relativa al gas tiene la forma de una "S". Esta figura también demuestra que la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de gas irreducible (o crítica) es menor que la permeabilidad relativa al gas a la saturación de petróleo irreducible. Leverett en su trabajo observó que las mismas características generales se aplican a los datos de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

Esto es, en presencia de petróleo, la curva de permeabilidad relativa al agua toma la forma de la curva de la fase mojante, cóncava hacia arriba.

Permeabilidad a tres fases

Recientes innovaciones en el campo de la recuperación de petróleo han conducido a un gran interés en la permeabilidad relativa a tres fases. El flujo de tres fases ocurre cuando la saturación de agua es más alta que el nivel irreducible, y el petróleo y el gas están presentes como la fase móvil. Detallados cálculos de ingeniería sobre el comportamiento del reservorio bajo métodos de recuperación como inyección de dióxido de carbono, combustión in-situ, inyección de vapor, inyección de fluidos miscibles, y la inyección de nitrógeno frecuentemente requieren de datos de permeabilidad relativa a tres fases.

Todos los factores que influyen el flujo en sistemas bifásicos son aplicables también a los sistemas de tres fases. Virtualmente todos los reservorios potenciales de petróleo constituyen sistemas de tres fases, desde que las rocas que forman el reservorio invariablemente contienen agua intersticial, y ya que es raro encontrar petróleos que naturalmente se encuentren carentes de gas.

De hecho, un sistema de dos fases de petróleo y de gas puede considerarse como un sistema de tres fases en el cual la fase de agua es inmóvil. El número de reservorios en los cuales el petróleo, el gas, y el agua se mueven simultáneamente durante la producción primaria es probablemente muy pequeño. No obstante, la movilidad a tres fases es siempre posible cuando el intervalo productor incluye la parte agua-petróleo de la zona de transición del reservorio. Es probable, sin embargo, que en la mayoría de los casos donde se produce petróleo y gas libre con un corte apreciable de agua, el agua este siendo producida de los estratos del reservorio en los cuales la permeabilidad relativa al agua es alta y no por un flujo de tres fases.

En el pasado, el uso de los datos de permeabilidad relativa a tres fases para cálculos convencionales de ingeniería de reservorios rara vez era necesario. En consecuencia, se conoce considerablemente menos sobre las características de la permeabilidad relativa a tres fases de una roca que lo que se conoce para un sistema de dos fases. Los cálculos que modelan el comportamiento de los yacimientos que producen por el proceso de combustión in-situ y que requieren los datos tri-fásicos son nuevos. La permeabilidad relativa a tres fases es útil en reservorios que producen simultáneamente agua y gas, y también en análisis de reservorios que producen por gas en solución

que están parcialmente agotados y que adicionalmente producen por influjo natural de agua. Se anticipa un interés creciente en los fenómenos de flujo a tres fases. Existen dos clases distintas de datos de permeabilidad relativa a tres fases: en drenaje y en imbibición.

Mucho crédito por el trabajo dedicado a la permeabilidad relativa a tres fases se le concede a Leverett y a Lewis quienes fueron los primeros en medir la permeabilidad relativa a tres fases de un sistema agua-petróleo-gas en una arena sin consolidar. Estos investigadores usaron un método dinámico en estado estable en un núcleo e ignoraron el efecto final y la histéresis. El error en ignorar los efectos capilares finales probablemente fue significativo, desde que se utilizaron bajos caudales. Electrodo de anillo se espaciaron a lo largo de la longitud de una muestra de arenisca para medir la resistividad durante la prueba y se asumió la saturación de la salmuera para que este directamente relacionada con la resistividad. La saturación de gas se determino de la presión y del volumen medido. La saturación del petróleo se obtuvo mediante una técnica de balance de materia. Leverett y Lewis obtuvieron tres triángulos separados mostrando líneas de permeabilidad relativa constante a tres fases; las cuales se graficaron versus la saturación de los tres fluidos, como se muestra en la figura 1.5.

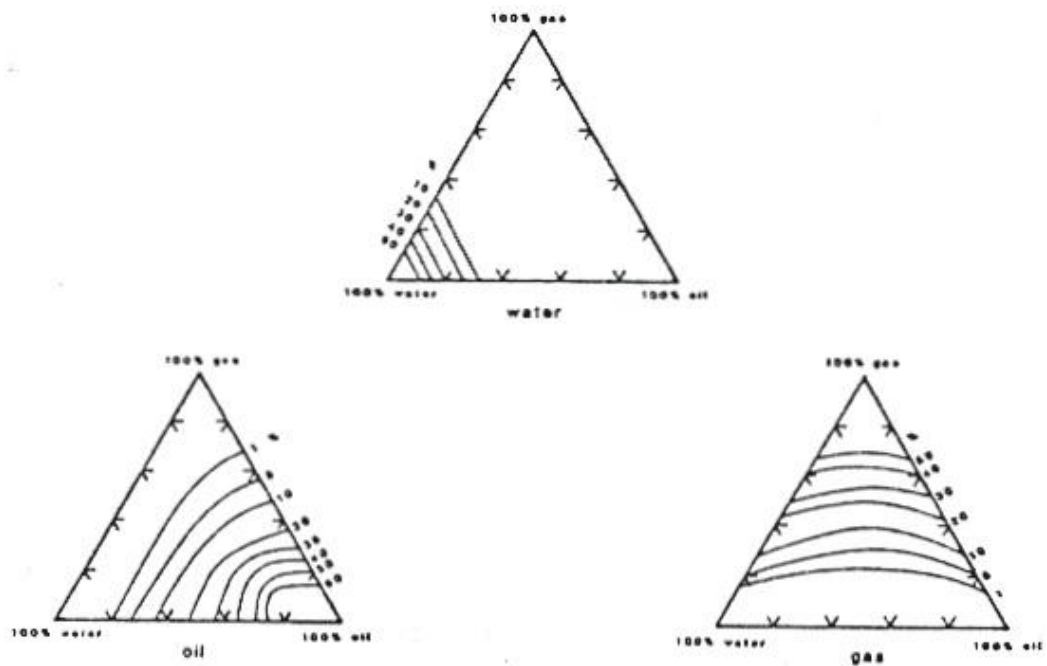


FIGURA 1.5. PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES

También obtuvieron un gráfico mostrando la región de flujo de tres fases; la figura 1.6 muestra la región donde cada componente comprende al menos el 5 % de la corriente de flujo. Como se muestra en la figura mencionada, el flujo de tres fases ocurre en una región muy confinada.

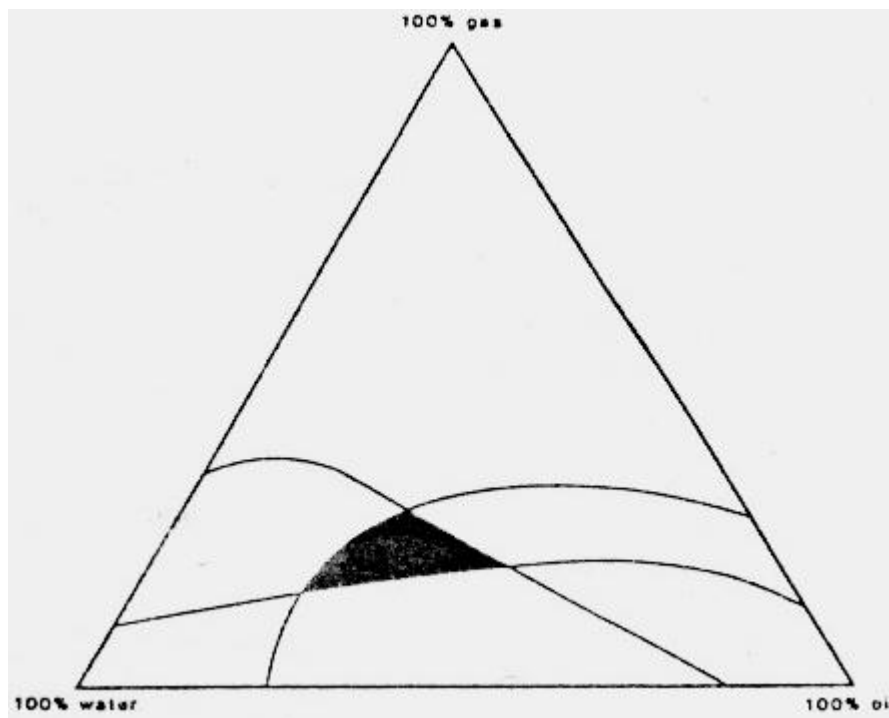


FIGURA 1.6. REGIÓN DE FLUJO DE LAS TRES FASES

1.4 Factores que influyen en la permeabilidad

El hecho de que una roca sea porosa no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y del grado de interconexión. La permeabilidad también es una función del tamaño y forma de los poros y, a su vez, éstos dependen de las propiedades geométricas de los granos minerales y de su distribución.

Además recientes estudios de laboratorio incluyen los efectos de la temperatura del reservorio sobre las permeabilidades relativas. Por lo tanto la permeabilidad también es función de:

Arreglos de los granos de la roca.

Forma y tamaño de los granos de la roca.

Presencia de arcilla.

Temperatura.

1.4.1 Arreglo de los granos de la roca

Para un tamaño determinado de granos no consolidados de forma esférica, la permeabilidad depende únicamente del empaque, ya que a su vez tiene un efecto sobre la porosidad. Esto puede deducirse observando la ecuación de Kozeny, al considerar la superficie específica constante mientras varía la porosidad. La empaquetadura de los granos puede considerarse como el espaciamiento entre los mismos o su distribución en el espacio.

1.4.2 Forma y tamaño de los granos de la roca

La forma de las partículas está controlada por el tipo de roca de donde provienen, y por su historia subsiguiente.

Las partículas que provienen de rocas laminadas tenderán a comenzar su vida con forma tabular, mientras que las rocas isotrópicas, tales como la cuarcita, tienden a generar partículas sub-esféricas. Lejos de su origen, tienden a asumir formas laminares o esféricas, además de disminuir en tamaño.

Se ha intentado relacionar el tamaño de las partículas con su ambiente deposicional, combinando su forma y su redondez, pero se considera que este análisis sólo es válido para rocas isotrópicas, como la cuarcita. Las partículas de la arena no se prestan para que se puedan medir sus ejes, sino que su forma se mide referida a un coeficiente de esfericidad, que es una medida del grado en el cual el grano se aproxima a la forma esférica.

Una propiedad adicional de las partículas es su redondez; esta es una medida de grado de curvatura de sus vértices y aristas, y es independiente de la forma. La figura 1.7 muestra la independencia de estas dos propiedades.

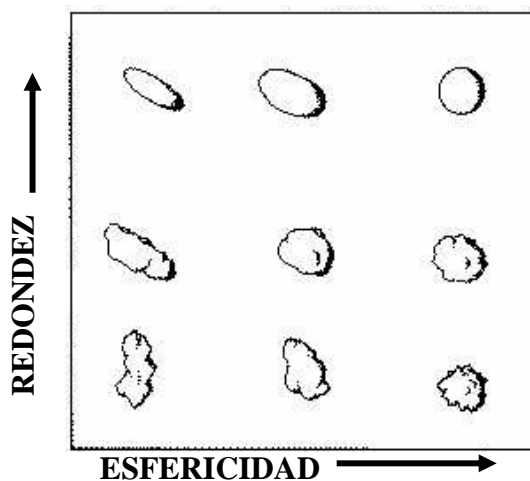


FIGURA 1.7. REDONDEZ Y ESFERICIDAD, ESCALA DE KRUMBEIN

Muchos estudios muestran que la redondez y esfericidad de las partículas aumenta cuanto más lejos hayan sido transportadas de su lugar de origen. Estos estudios indican, además, que el grado de abrasión y cambio de forma a lo largo de los ríos y playas se debe tanto a la abrasión como a la selección de forma. Algunos experimentos demostraron que la acción del viento es mucho más eficiente como mecanismo de redondeo que el transporte acuático en la misma distancia. Casi no hay evidencia de que la disolución química contribuya al proceso de redondeo, lo cual se confirma por la angularidad de las arenas muy finas y del limo.

1.4.3 Presencia de arcilla

Un factor geológico de gran importancia en el control de la permeabilidad específica a un fluido determinado, es la presencia y clase de arcillas. El valor de permeabilidad obtenida cuando se mide con aire seco (aun considerando el efecto Klinkenberg) o con un petróleo es rara vez el mismo que el obtenido cuando se emplea agua. Como se mencionó previamente, la permeabilidad al agua depende de su salinidad y volumen total de agua empleado.

La razón para tales diferencias se atribuye al hinchamiento de las arcillas cuando entran en contacto con el agua y, especialmente, si es agua dulce. Las partículas de arcilla se hidratan en la presencia de agua y restringen su flujo para determinar el gradiente de presión. Las arenas lutíticas tienen una saturación irreducible de agua bastante elevada y pueden producir petróleo, sin producir agua, con saturaciones de agua hasta de un 70 por ciento.

1.4.4 Efecto Klinkenberg

Aunque la permeabilidad de una roca a un fluido se considera independiente de la presión diferencial, sin embargo no es independiente de la presión promedio del fluido en movimiento, especialmente si el fluido es compresible. En este caso, a una presión promedio alta, el camino libre promedio de paso a las moléculas de gas que fluyen por entre los poros no es muy grande comparada con el tamaño de los capilares. Consecuentemente, la contribución por difusión del gas debido a la energía cinética de cada molécula se reduce a un valor bajo.

Esta relación fue establecida por Klinkenberg (1941).

Klinkenberg afirma:

La permeabilidad a un gas es una función del camino libre promedio de paso a las moléculas de gas y por lo tanto depende de los factores que afectan a tal camino libre promedio de paso, tales como temperatura, presión y clase de gas.

Por lo tanto, cuando el camino libre promedio de paso de las moléculas es pequeño, como es el caso de una alta presión, es de esperar que la permeabilidad a los gases se aproxime a la de los líquidos:

$$k_a = k_\infty \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \quad 1.10$$

en donde

k_a : permeabilidad al aire a una presión promedio P_m .

k_∞ : permeabilidad correspondiente al valor de k_a extrapolada a una presión infinita.

b : constante que depende del tamaño de las aberturas de los poros, aproximadamente en proporción inversa a los radios de los capilares.

Como se mencionó, b es una función de la distribución promedio del tamaño de los capilares dentro de la arena y aumenta a medida que la permeabilidad disminuye y viceversa. Sin embargo, no se conocen las leyes de variación de b con respecto a las características de la roca reservorio. La permeabilidad Klinkenberg k_∞ , o permeabilidad a una presión infinita, se obtiene por:

$$k_{\infty} = \frac{k_a}{1 + \frac{b}{p_m}} \quad 1.11$$

Esta cantidad puede considerarse como la permeabilidad de la roca reservorio equivalente a la permeabilidad a líquidos.

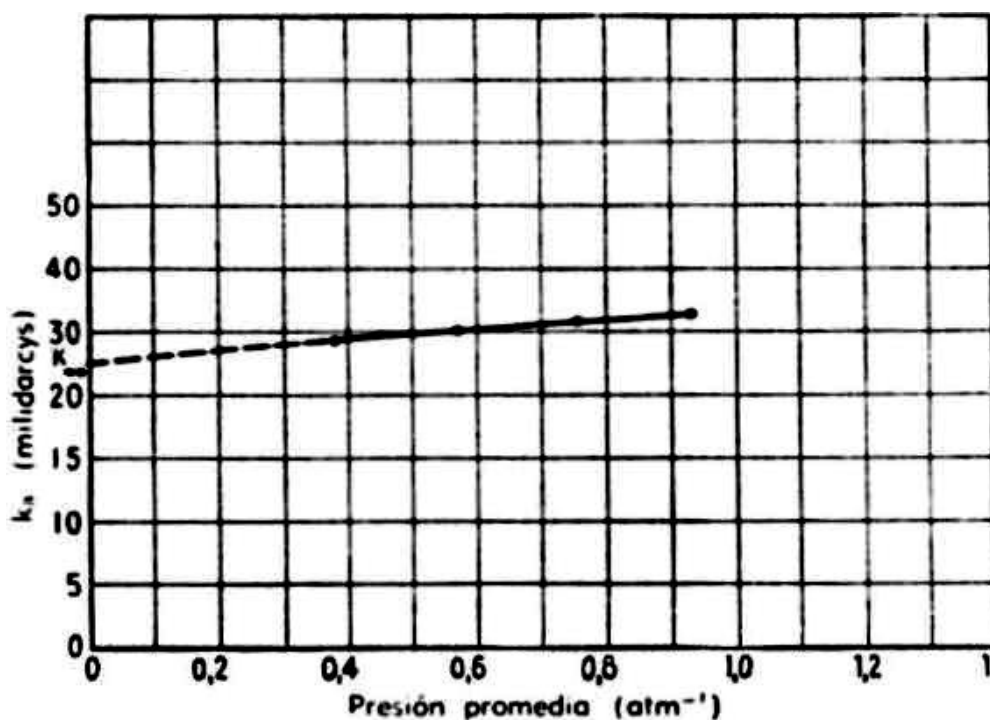


FIGURA 1.8. MÉTODO PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD EQUIVALENTE A LÍQUIDOS (KLINKENBERG) POR MEDIO DE LA EXTRAPOLACIÓN A PRESIÓN INFINITA DE LA PERMEABILIDAD AL AIRE MEDIDAS A DIFERENTES PRESIONES PROMEDIAS.

Cuando existen presiones promedias altas, b/P_m , considerado como un factor de corrección, se puede ignorar. Si se hacen varias medidas a diferentes presiones promedias y se construye un gráfico entre permeabilidad al aire k_a , y el recíproco de la presión promedio $1/P_m$, se obtiene una línea recta (fig. 1.8).

El intercepto de esta línea con el eje de k_a determina el valor de k_∞ . El valor de b se determina de la pendiente de la curva del gráfico entre k_a y $1/P_m$.

Klinkenberg estableció que en rocas compactas de acumulación (menos de 1.0 md), la permeabilidad al aire k_a puede ser del 50 al 100 por ciento mayor que la permeabilidad equivalente al líquido k_∞ .

1.4.5 Temperatura

Varios estudios tempranos señalaron que la saturación de agua irreducible aumentaba con aumentos de temperatura y que la saturación residual de petróleo decrecía con incrementos de temperatura; en todos estos estudios se utilizaron un proceso dinámico de desplazamiento.

Las dificultades en evaluar estos resultados incluyen posibles cambios de mojabilidad debido al procedimiento de limpieza de núcleos, posibles cambios en la permeabilidad absoluta, y la migración de arcilla.

1.5 Aplicación de la permeabilidad

Inyección de agua

Ecuación de flujo fraccional.- En 1941, Leverett en su trabajo presentó el concepto de flujo fraccional. A partir de la conocida ley de Darcy para el agua y el aceite, obtuvo la ecuación 1.12:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial l} - 0.433 \Delta \rho \sin \theta \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 1.12$$

donde:

f_w : fracción de agua en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca

k: permeabilidad de la formación, md

k_{ro} : permeabilidad relativa al aceite, md

A: área de sección transversal, pie²

q_t : gasto, bbl/día

P_c : presión capilar = $P_o - P_w$, psi

l : distancia longitudinal, pie

$\Delta\rho$: diferencia de densidades entre el agua y el aceite, gr/cc

θ : ángulo de buzamiento de la formación, grados

μ_w, μ_o : viscosidad del agua y del aceite, cp

k_o, k_w : permeabilidad efectiva al petróleo y al agua, md

El flujo fraccional de agua, f_w , para un conjunto de condiciones dadas de roca, formación e inyección, es función exclusivamente de la saturación de agua. Esto se debe a que las características de permeabilidad relativa y de presión capilar son función únicamente de la saturación.

Por condiciones prácticas se puede despreciar el término de presión capilar y si el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, la ecuación 1.12 se reduce a la ecuación 1.13:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 1.13$$

Relación de movilidad.- Se define como la ecuación 1.14:

$$M = \frac{k_d \mu_o}{\mu_d k_o} \quad 1.14$$

Donde el índice d indica al fluido desplazante. La permeabilidad al agua es la de la porción del yacimiento que esta en contacto con el agua y la permeabilidad al aceite es la de la zona de aceite, es decir, en dos puntos diferentes y separados del yacimiento.

Para el usar el término relación de movilidad, debemos dar valores a los términos que la constituyen. En una inyección de agua en la que no existe gradiente de saturación detrás del frente de invasión, no existe ambigüedad alguna con respecto al valor de la permeabilidad relativa al agua que debe utilizarse. Sin embargo, en un proyecto de inyección de agua o de inyección de gas en el que existe un gradiente de saturación detrás del frente de invasión, la movilidad del agua se define como la correspondiente al promedio de la saturación de agua en la parte del yacimiento que esta en contacto con el agua. La permeabilidad relativa al petróleo de la zona de petróleo delante del frente de invasión es de 1.0 en la ausencia de agua congénita móvil.

Con estos dos parámetros f_w y M , en los cuales era necesario el valor de k se pueden llevar a cabo los “métodos de predicción de comportamiento de la inyección de agua” que se categorizan en grupos que consideran principalmente:

- Heterogeneidad del yacimiento
- Efectos de área barrida
- métodos numéricos
- Soluciones empíricas

Pruebas de restauración de presión y de flujo

La prueba de restauración de presión es llevada a cabo por el análisis de las pruebas de transiente derivada de la ecuación de difusividad. La prueba es conducida primero produciendo el pozo a una rata constante por algún tiempo, luego cerrar el pozo para permitir que la presión se restaure en la cara de la arena, y registrar la presión en el wellbore en función del tiempo.

Mediante esta prueba, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual del área de drenaje, determinar el daño o estimulación de la arena y las heterogeneidades o fronteras del reservorio.

En la prueba de declinación de la presión se pone el pozo a producir, comenzando idealmente con una presión uniforme en el reservorio. La producción y la presión se registran como función del tiempo. El objetivo normalmente incluye estimar la permeabilidad, el factor skin, y el volumen del reservorio.

La aplicación de la permeabilidad vendría al caso en el que exista algún tipo de distorsión en el intervalo de datos que permiten determinar la permeabilidad por estos métodos (MTR) o para realizar una correlación que le de validez a las pruebas. Ya que la permeabilidad es necesaria en la mayoría de cálculos ya mencionados que se realizan en estos análisis de presión y que permiten caracterizar el reservorio para posteriores mejoras en la producción.

GOR de producción

La relación GOR de producción es constante arriba de la presión de saturación. Sin embargo, una vez que la saturación de gas ha alcanzado un punto en el que el gas libre en el yacimiento empieza a fluir, el comportamiento del GOR viene a ser más complicado.

La relación gas-petróleo de producción, R , a cualquier tiempo particular es la razón de los SCF de gas que están siendo producidos a ese tiempo cualquiera con respecto a los STB de petróleo que están siendo producidos ese mismo tiempo.

De ahí, el nombre “relación instantánea gas-petróleo” es a menudo aplicada al símbolo R . Recuerde que el gas producido incluye gas en solución y gas libre. Dicho de otro modo, el gas producido que entra al pozo como gas en solución en el petróleo que entra al pozo, y como gas libre fluyendo al pozo al mismo tiempo que lo hace el petróleo (ecuación 1.15).

$$R = R_s + R_{\text{flujo}} \quad 1.15$$

donde:

R_{flujo} : relación gas-petróleo de flujo en el yacimiento, SCF/STB o $\frac{q_{SCF}}{q_{STB}}$

Esta expresión puede ser expandida usando la ecuación de flujo radial (ecuación 1.16).

$$q = 1.127 * 10^{-3} \frac{kA \Delta P}{\mu \Delta r} \quad 1.16$$

Escribiendo q (SCF) y q (STB) en términos de la ecuación 1.16 aplicada al pozo con las tasas corregidas a las condiciones estándares, obtenemos una expresión para el GOR fluyendo en el reservorio y el GOR de producción.

$$R_{flow} = \frac{q_{SCF}}{q_{STB}} = \frac{1.127 * 10^{-3} \frac{k_g A \Delta P}{\mu_g \beta_g \Delta r}}{1.127 * 10^{-3} \frac{k_o A \Delta P}{\mu_o \beta_o \Delta r}}$$

$$R_{flow} = \frac{k_{rg} \mu_o \beta_o}{k_{ro} \mu_g \beta_g}$$

$$R = R_S + \frac{k_{rg} \mu_o \beta_o}{k_{ro} \mu_g \beta_g} \quad 1.17$$

En la ecuación 1.17 se demuestra la importancia de la permeabilidad ya que sin esta sería imposible realizar cálculos precisos del GOR.

En las formulas de "Balance de Materia" es necesario el valor del GOR para determinar las reservas iniciales, remanentes o recuperables, además de otros datos de infinita importancia para llevar adelante la explotación de un campo petrolero.

1.6 Porosidad

La porosidad (\emptyset) es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor.

Uno de los primeros estudios sobre porosidad de una formación petrolífera fue presentado por J. F. Carll en una publicación del Second Pennsylvania Survey (Segundo Estudio de Pensilvania) en 1877.

La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases.

Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje, fracción o decimal. Existen dos clases de porosidad: porosidad absoluta y porosidad efectiva.