

CAPITULO 2

2. FORMAS DE DETERMINAR LA PERMEABILIDAD

Existen muchos y variados métodos disponibles para determinar la permeabilidad, ya sea a una, dos o tres fases dependiendo de las condiciones del reservorio. Métodos que se deben seleccionar adecuadamente para obtener valores que permitan hacer un análisis acorde a lo que esta que esta sucediendo en la realidad. Entre los modelos de determinación más completos tenemos los siguientes.

2.1. Registros eléctricos

El primer registro de pozo, una medida de la resistividad eléctrica, desarrollada por Marcel y Conrad Schlumberger, se llevo a cabo en septiembre de 1927 en Pechelbronn, Francia. Denominando a esta tarea con gran acierto “extracción eléctrica de muestras”.

Desde ese momento hasta la actualidad científicos y tecnólogos han dirigido avances para el desarrollo de un amplio rango de sofisticadas medidas altamente técnicas y equipos sustentados por poderosos procedimientos de interpretación.

La determinación de la composición de las rocas sedimentarias es la primera tarea de los geólogos. La interpretación de los registros de pozos nos revelará la mineralogía, la proporción de los sólidos que conforman la roca (granos, matriz y cemento), y la naturaleza y proporción (porosidad y saturación) de los fluidos intersticiales.

La textura de las rocas que es la que tiene que ver con la forma y tamaño de los granos de la roca, el grado de clasificación, el tipo de cementación, y la relativa importancia del cemento en si mismo, tienen tres consecuencias importantes. Esto determina la porosidad; el tamaño de los poros y su influencia en los canales conectados, ósea la permeabilidad, y por lo tanto la saturación; y la distribución de la porosidad determina la tortuosidad. Vea la figura 2.1.

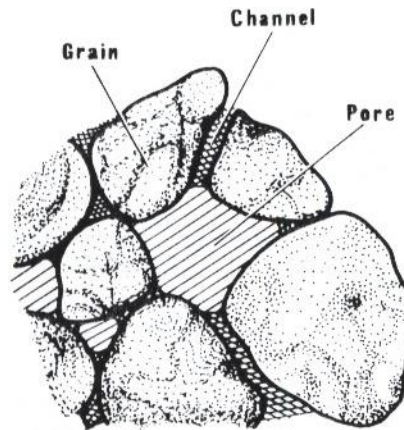


FIGURA 2.1. ESPACIOS INTERSTICIALES DE UNA ROCA CLÁSTICA

Para determinar la permeabilidad por medio de la porosidad y la saturación de agua intersticial por encima de la zona de transición agua-petróleo para reservorios de rocas clásticas de origen mecánico, utilice la figura 2.2. La porosidad se la puede determinar; de un registro de densidad, sónico y/o neutrónico; y la saturación de agua irreducible por medio de la ecuación 2.1 de Archie para formaciones limpias con ayuda de un registro de resistividad.

$$S = \sqrt{\frac{F_R R'_W}{R'_i}}$$

2.1

donde:

F_R : Factor de formación (a/ϕ^m)

R'_w : Resistividad del agua intersticial

R'_t : Resistividad total (roca, agua e hidrocarburos)

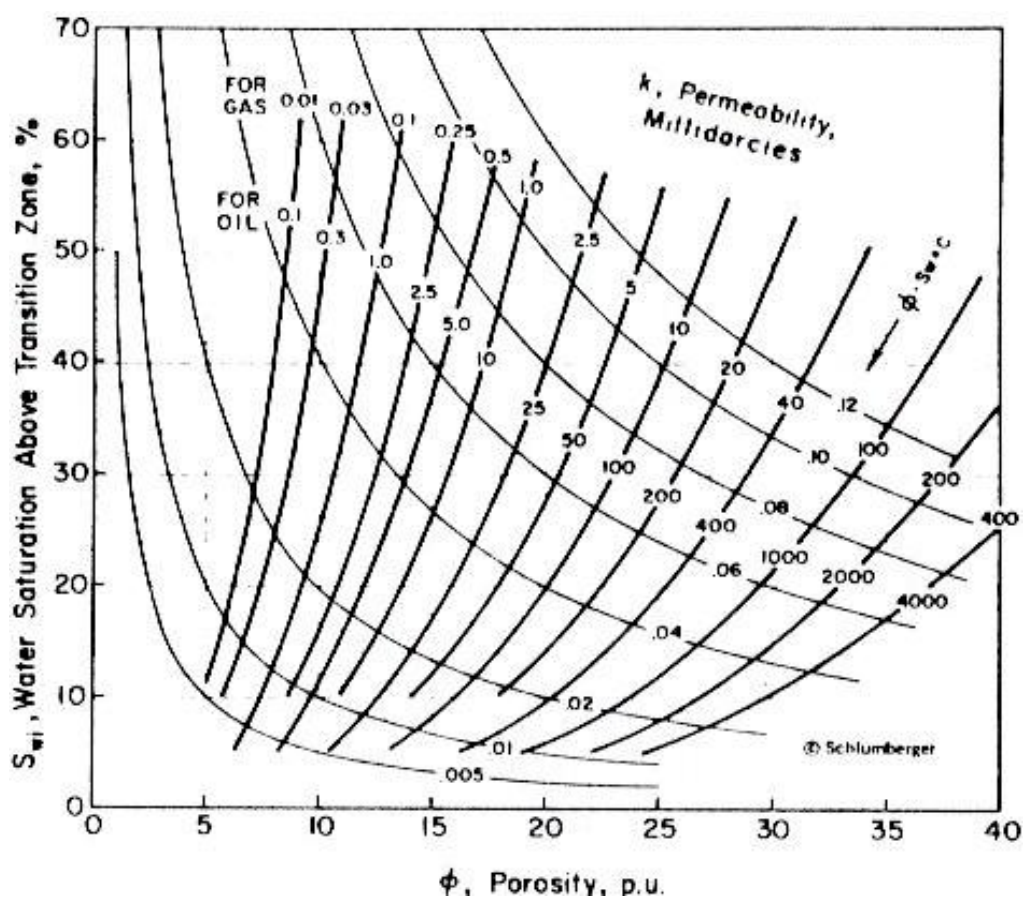


FIGURA 2.2. RELACIÓN ENTRE PERMEABILIDAD, SATURACIÓN, Y POROSIDAD

2.2. Correlaciones

Corey.- Esta correlación requiere de limitados datos de entrada (desde que la saturación residual es el único parámetro para desarrollar un set de curvas de permeabilidad relativa) y esto es medianamente preciso para medios porosos consolidados con porosidad intergranular.

Las ecuaciones de Corey sirven a menudo para calcular la permeabilidad relativa de reservorios sujetos a procesos de drenaje o a una inyección externa de gas. Este método de cálculo fue derivado de los conceptos de presión capilar y en realidad en ciertos casos, es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva sobre un rango considerable de saturaciones. En base a esta observación y a la respectiva naturaleza de la función tortuosidad-saturación, se derivaron las siguientes expresiones:

$$k_{rg} = \left[1 - \frac{S_L - S_{LR}}{S_m - S_{LR}} \right]^2 \left[1 - \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^2 \quad 2.2$$

$$k_{ro} = \left[\frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^4 \quad 2.3$$

donde S_L es la saturación total de líquido es igual a $(1 - S_g)$; S_m es la saturación mínima (en fracción) de petróleo en la cual la fase de gas es discontinua; y S_{LR} es la saturación residual de líquido expresada en fracción.

Corey y Rathjens estudiaron el efecto de la variación de la permeabilidad en un medio poroso sobre el valor del factor S_m en las ecuaciones de Corey. Confirmaron que S_m es esencialmente igual a la unidad para un medio poroso uniforme e isotrópico: sin embargo, se encontró que los valores de S_m son mayores a uno cuando hubo estratificación perpendicular a la dirección del flujo y menos de la unidad en presencia de estratificación paralela a la dirección del flujo. También concluyeron que las permeabilidades relativas al petróleo fueron menos sensitivas a la estratificación que las permeabilidades relativas al gas.

La ecuación de permeabilidad relativa gas-petróleo sirve a menudo para prueba, extrapolación, y para suavizar datos experimentales. Es también una expresión conveniente que puede ser usada en la simulación por medio de programas adecuados del comportamiento de reservorios.

Pirson.- Propuso las siguientes ecuaciones para hallar la permeabilidad relativa al agua y al petróleo:

$$k_{rw} = S_w^{*2} (R'_o / R'_t)^2 \quad 2.4$$

y

$$k_{ro} = (1 - S_{wm})^2 \quad 2.5$$

donde S_{wm} es igual a $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr} - S_{or})$; S_w^* es $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr})$; R'_o y R'_t son las resistividades de la formación saturada completamente con agua y la verdadera, respectivamente.

Jones.- Planteo relaciones matemáticas para permeabilidades relativas en sistemas agua-petróleo y agua-gas en función de S_w y S_{wi} , donde S_w y ϕ se puede determinar de registros de pozos, y S_{wi} de un grafico $S_w - \phi$, las ecuaciones son las siguientes:

$$k_{rw} = S_w^{*3} \quad 2.6$$

$$k_{ro} = \left[\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right]^2 \quad 2.7$$

donde S_w^* es el mismo del método anterior.

Knopp.- Desarrollo una correlación de 107 pruebas experimentales de relaciones de permeabilidad relativa gas-petróleo en núcleos de Campos de Venezuela. Los cores se extrajeron de arenas consolidadas y no-consolidadas con permeabilidad y porosidad altas; se utilizó el procedimiento de inyección de gas de Welge para la determinación de k_{rg}/k_{ro} . Se estableció una sola correlación para reactivar la saturación de agua como un parámetro correlacionante. La correlación más probable de curvas de k_{rg}/k_{ro} se muestra en la figura 2.3.

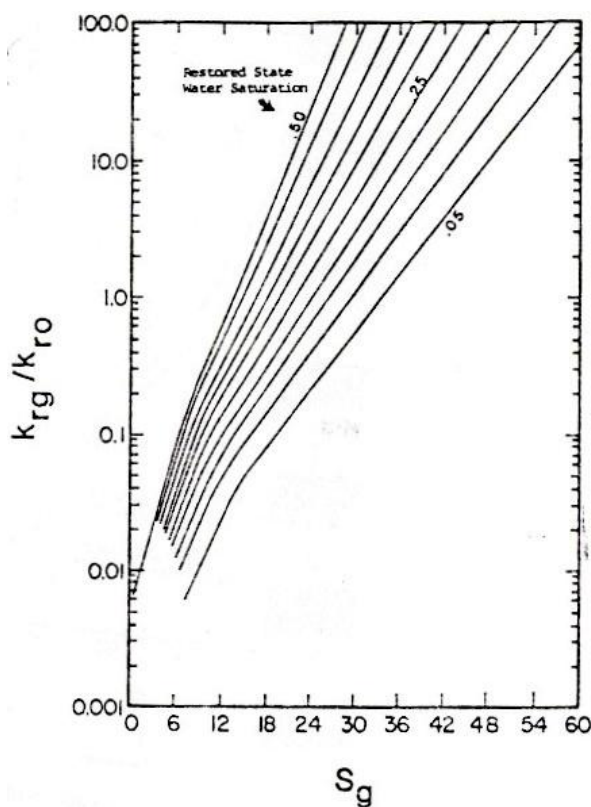


FIGURA 2.3. CORRELACIÓN DE KNOPP

La comparación de la correlación de Knopp con valores experimentales es más confiable cuando la geometría media del grupo de curvas k_{rg}/k_{ro} para un reservorio dado o un grupo de muestras se compara con la correspondiente curva más probable de la correlación. Además sugirió un procedimiento para desarrollar similares aproximaciones para otros tipos de formaciones.

Una comparación entre las correlaciones de Knopp, de Corey y de Wahl para una saturación de agua del 15% se muestra en la figura 2.4.

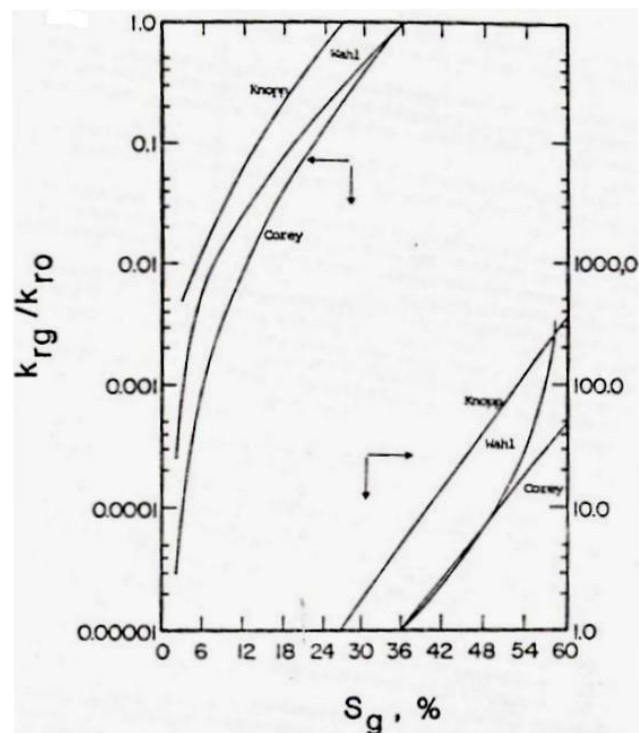


FIGURA 2.4. COMPARACIÓN DE LAS CORRELACIONES

2.3. Datos de campo

Es factible calcular la relación de permeabilidades relativas directamente de los datos de campo. En los análisis computacionales es necesario reconocer que parte del gas producido en superficie estaba disuelto dentro de la fase líquida en el yacimiento. Así;

$$\text{gas producido} = \text{gas libre} + \text{gas en solución} \quad 2.8$$

Si consideramos el flujo de gas libre en el reservorio, entonces se puede utilizar la ley de Darcy para un sistema radial:

$$q_{g.fre} = 7.08 \frac{k_g h}{\mu_g B_g} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 2.9$$

Similarmente, la tasa de flujo de petróleo en el mismo sistema es:

$$q_o = 7.08 \frac{k_o h}{\mu_o B_o} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 2.10$$

donde r_w es el radio del pozo y r_e es el radio externo del área drenada por el pozo. B_o y B_g son los factores de formación volumétricos del petróleo y el gas, respectivamente.

La proporción de gas libre a petróleo se obtiene dividiendo la ecuación 2.9 por la ecuación 2.10. Si expresamos a R_p , la relación gas/petróleo acumulada y R_s , la proporción gas/petróleo en solución, en términos de pies cúbico estándar por barriles a condiciones de stock tank, la ecuación 2.8 nos queda:

$$R_p = 5.615 \frac{k_g}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_g} + R_s \quad 2.11$$

despejando, la relación de permeabilidades relativas nos da:

$$\frac{k_g}{k_o} = \frac{R_p - R_s}{5.615} \frac{B_g}{B_o} \frac{\mu_g}{\mu_o} \quad 2.12$$

La saturación de petróleo que corresponde a esta relación de permeabilidades relativas puede determinarse de un balance de materiales. Si asumimos que no hay influjo de agua, cero producción de agua, cero inyección de fluidos, y que no existe gorra de gas, la ecuación de balance de materiales puede escribirse:

$$S_o = \left(1 - \frac{N}{N_p}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} \left(1 - S_w\right) \quad 2.13$$

donde se asumen despreciables los efectos menores como el cambio en el volumen poroso del reservorio. En la ecuación 2.13 el símbolo N denota los barriles stock tank de petróleo en el lugar; N_p el número de barriles de petróleo producidos a condiciones estándar; y B_{oi} es la proporción del volumen de petróleo inicial a condiciones de reservorio para el volumen de petróleo a condiciones estándar.

Si la saturación total de líquido en el reservorio se expresa como:

$$S_L = S_w + \left(-S_w \right) \left(\frac{N - N_p}{N_p} \right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) \quad 2.14$$

entonces para obtener la curva de permeabilidad relativa se grafica k_g/k_o de la ecuación 2.12 versus S_L de la ecuación 2.14. Estos valores del k_g/k_o pueden usarse para verificar la exactitud de las permeabilidades relativas determinada por las técnicas empíricas o de laboratorio.

2.4. Métodos de laboratorio

2.4.1. Permeámetro de líquidos

Este permeámetro sirve para determinar la permeabilidad por medio de líquidos en núcleos consolidados.

El uso de un líquido para las medir la permeabilidad proveerá valores verdaderos o absolutos de permeabilidad, sin tener problemas con la hidratación o la saturación residual de gas. El líquido a usarse debe ser compatible con el núcleo, siendo inerte con relación al material de las muestras.

Las medidas de permeabilidad se determinan, midiendo el tiempo requerido para que un volumen dado de líquido fluya a través de un core de dimensiones conocidas a una presión y temperatura dada. Estos datos proporcionados por el Permeámetro de Líquidos, conjuntamente con la viscosidad del fluido, son utilizados para calcular la permeabilidad. La base para este cálculo es la aplicación de la ley de Darcy para flujo lineal:

$$k = \frac{\mu V l}{A P t} \quad 2.15$$

donde:

k: Permeabilidad de la muestra en darcys (d)

μ : Viscosidad del fluido a la temperatura indicada en centipoises (cp)

V: Volumen del líquido que atravesó la muestra en un tiempo dado en centímetros cúbicos (cc)

l: Longitud del núcleo en centímetros (cm)

A: Área transversal del core en centímetros cuadrados (cm²)

P: Gradiente de presión en atmósferas (atm)

t : Tiempo que le tomo al fluido de una de la buretas (50cc, 10cc, o 5cc) atravesar el plug para un gradiente de presión dado en segundos (seg)

El Permeámetro de Líquido está provisto de un porta núcleo el cual está equipado con un niple de entrada, una válvula y un tubo de sobreflujo en su tapa. Se deben saturar los cores con el fluido a utilizarse en la prueba antes de introducirlos en el porta núcleo. Se instala una bureta que contiene el líquido entre la celda porta núcleo y un múltiple (manifold) este último utilizado para conectarse directamente con la línea de presión de gas. El gas es utilizado como un medio de transferencia de presión para conducir el líquido a través del núcleo. La bureta tiene una bombilla de nivelación conectada a través de un tubo de caucho a la conexión de entrada del porta núcleo. Luego el aire por encima del núcleo y la bureta desplaza al fluido. Buretas intercambiables con volúmenes de 5, 10, y 50 cc pueden

ensamblarse. El tiempo requerido por el fluido para moverse en la bureta desde el nivel superior hasta el nivel inferior es determinado con un cronómetro.

2.4.2. Permeámetro de gases

El Permeámetro de Gas Ruska es un equipo que mide la permeabilidad de núcleos consolidados forzando un gas de viscosidad conocida a pasar a través de un core de largo y sección transversal conocida también. Se miden la presión, la temperatura, y el flujo del gas a través del core. El rango del instrumento es de menos de ½ a más de 3,000 milidarcys y puede extenderse para usar muestras de dimensiones especiales. (Para mayor información revise el Capítulo 3). La base para este cálculo es la aplicación de una deducción de la ley de Darcy para el flujo lineal:

$$k = \frac{\mu \bar{q} l}{AP} \quad 2.16$$

donde:

k = Permeabilidad de la muestra en darcys (md)

μ = Viscosidad del gas a la temperatura observada (tomada de la curva de viscosidad vs. temperatura) en centipoises (cp)

\bar{q} = Tasa media de flujo a la presión media de la lectura del flujómetro en centímetros cúbicos por segundo (cc/seg)

l = Longitud de los núcleos en centímetros (cm)

A = Área de la sección transversal de los plugs en centímetros cuadrados (cm²)

P = Gradiente de presión (leída en el manómetro) en atmósferas (atm)

2.5. Presión capilar

Las técnicas que sirven para calcular la permeabilidad relativa de datos de presión capilar fueron desarrolladas para situaciones de drenaje donde la fase no-mojante (el gas) desplaza a la fase mojante (el aceite o el agua). Por eso el uso de las técnicas está generalmente limitada para sistemas gas-petróleo o gas-agua donde se produce el reservorio por un proceso de drenaje. Aunque es posible calcular las permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo de datos de presión capilar, la exactitud de esta técnica es incierta; el desplazamiento de aceite por agua en una roca mojada por agua es un proceso de imbibición.

La técnica es útil en rocas que tienen baja permeabilidad donde las pruebas de flujo son imprácticas y para instancias donde los datos de presión capilar han sido medidos pero no se cuenta con una muestra de roca disponible para medirle su permeabilidad relativa. Otro uso que se ha sugerido para la técnica de presión capilar es en reservorios de gas retrogrado, donde la saturación de petróleo aumenta con disminuciones de presión, con una saturación inicial de aceite que puede ser tan baja como cero. Se recomiendan los métodos de presión capilar para esta situación porque la prueba en estado inestable convencional está diseñada para saturaciones de aceite bajas.

Usualmente se usan los datos obtenidos por la inyección de mercurio cuando la permeabilidad relativa es estimada de la técnica de presión capilar. Se evacua el core y el mercurio (la fase no-mojante) se inyecta en incrementos medidos a presiones crecientes. Aproximadamente se obtienen 20 puntos de datos en una prueba de laboratorio típica diseñada para proporcionar una curva de presión capilar completa, la cual se requiere para calcular la permeabilidad relativa por el método descrito más abajo.

Varios investigadores han desarrollado ecuaciones para estimar la permeabilidad relativa de datos de presión capilar. Purcell presentó las siguientes ecuaciones:

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{s_{wi}} dS/P_c^n}{\int_0^1 dS/P_c^n} \quad 2.17$$

$$k_{rnwt} = \frac{\int_{s_{wi}}^1 dS/P_c^n}{\int_0^1 dS/P_c^n} \quad 2.18$$

donde los sufijos wt y nwt indican las fases mojante y no-mojante, respectivamente, y el valor de n es 2.