

## 2 Conceitos Fundamentais

A complexidade envolvida no estudo do escoamento de fluidos em meios porosos é um dos grandes desafios da engenharia, principalmente ao se buscar cada vez mais um melhor fator de recuperação no tempo de concessão do campo, o que acaba por se tornar a principal razão da maioria dos estudos relacionados a este tema.

Um dos principais objetivos do estudo de escoamentos em meios porosos é poder simular o escoamento de óleo e água em reservatórios, para que se possa assim, estimar e otimizar a produção de óleo e gás.

Para que se possa definir de forma realística o comportamento do escoamento em meios porosos, é necessário que se tenha conhecimento das principais propriedades inerentes ao escoamento em meios porosos.

### 2.1. Definições

#### 2.1.1. Propriedades da rocha e do fluido

A porosidade é a fração de volume vazio da formação, a qual pode estar interconectada ou não, representado na Figura 2-1. Ela é definida como a razão entre o volume poroso  $V_p$  e o volume total  $V_t$  de um meio poroso (F. Monkeberg, 2012):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Eq.(2.1)}$$

O volume total da rocha é dado pela soma do volume poroso  $V_p$  e do volume da parte sólida  $V_s$ :

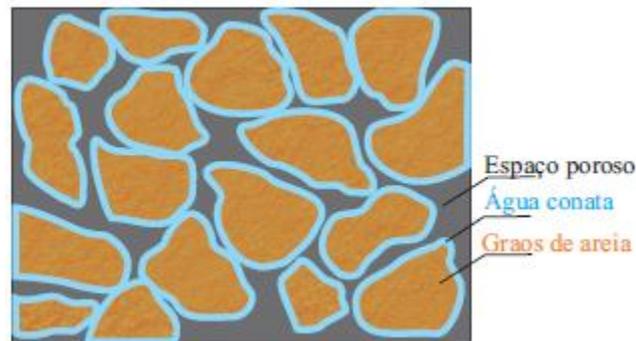
$$V_t = V_p + V_s \quad \text{Eq.(2.2)}$$

Usualmente a porosidade depende da pressão do reservatório. Portanto a sua compressibilidade é definida por:

$$C_r = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp_r} \quad \text{Eq.(2.3)}$$

Sendo  $p_r$  a pressão do reservatório. Muitas vezes a compressibilidade da rocha é considerada zero e com isso a porosidade se torna dependente apenas da posição. Se a compressibilidade não puder ser considerada zero, pode-se utilizar a linearização descrita na Equação 2.4, onde  $p_o$  representa a pressão de óleo e  $\phi_o$  a porosidade inicial (F. Monkeberg, 2012)

$$\phi = \phi_o (1 + C_r(p_r - p_o)) \quad \text{Eq.(2.4)}$$



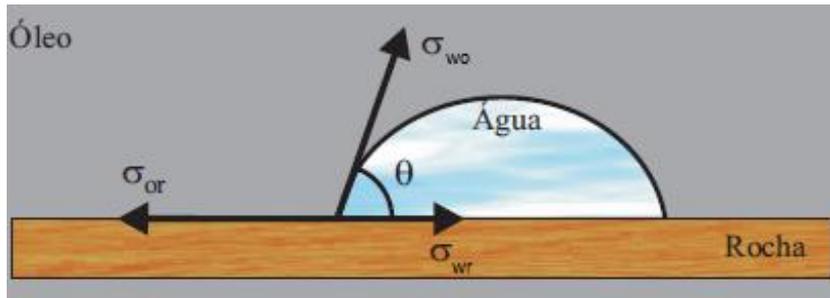
**Figura 2-1 - Representação de um meio poroso (Bassante, 2007).**

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível. Em um reservatório, a superfície sólida é a rocha e os fluidos são água, óleo e gás. A fase que “molha” preferencialmente a superfície é denominada fase molhante e por conseguinte a outra fase é denominada a fase não molhante.

A interface entre fluidos imiscíveis resulta da interação entre as forças moleculares que atuam nas interfaces líquido-líquido e líquido-sólido, conforme representado na Figura 2-2. Logo, um sistema composto por óleo-água em contato com uma superfície plana de rocha, a tensão de adesão  $A_t$  é definida como:

$$\sigma_t = \sigma_{or} - \sigma_{wr} = \sigma_{wo} \cdot \cos \theta \quad \text{Eq.(2.5)}$$

Onde  $\sigma_{or}$  é a tensão interfacial entre o óleo e a rocha,  $\sigma_{wr}$  é a tensão interfacial entre a água e a rocha,  $\sigma_{wo}$  é a tensão interfacial água-óleo e  $\theta$  é o angulo de contato.



**Figura 2-2 - Tensão interfacial entre as fases (Bassante, 2007).**

O vazio da formação é ocupado por diferentes fases. E a fração de volume ocupado por cada fase é chamado de saturação da fase, aquosa ( $w$ ), oleosa ( $o$ ) ou gasosa ( $g$ ) (Aarnes, Gimse, Lie, 2007).

$$\sum_j S_j = 1 \quad ; \quad j = o, w, g \quad \text{Eq.(2.6)}$$

Cada fase pode conter mais de um componente, no caso dos hidrocarbonetos a fase óleo pode estar composta por metano, etano, propano, entre outros hidrocarbonetos misturados com componentes pesados. Devido à variação da pressão e temperatura em um reservatório, a composição da fase óleo pode ser alterada ao longo de uma simulação, sendo assim a fração mássica do componente  $i$  em cada fase deve satisfazer a seguinte relação:

$$\sum_{i=1}^{N_g} C_{ig} = \sum_{i=1}^{N_o} C_{io} = \sum_{i=1}^{N_w} C_{iw} = 1 \quad \text{Eq.(2.7)}$$

A massa específica ( $\rho_i$ ) e viscosidade ( $\mu_j$ ) de cada fase são função de sua pressão e composição:

$$\rho_j = \rho_j(p_j, C_{1j}, \dots, C_{Nj}) \quad \text{Eq.(2.8)}$$

$$\mu_j = \mu_j(p_j, C_{1j}, \dots, C_{Nj}) \quad \text{Eq.(2.9)}$$

Como consequência, mudanças na compressibilidade das fases devem ser consideradas. A compressibilidade é mais importante para a fase gás do que para as fases água e óleo, uma vez que os líquidos podem ser considerados incompressíveis. Desta forma a compressibilidade de cada fase é dada por:

$$C_j = \frac{1}{\rho_j} \frac{d\rho_j}{dp_j}; \quad j = o, g, w. \quad \text{Eq.(2.10)}$$

A capacidade da rocha para permitir o escoamento de fluidos através da rede de poros interconectados é definida como permeabilidade. O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento monofásico através de meios porosos, conhecida como a lei de Darcy. Sendo também função da porosidade efetiva do meio e da conectividade e forma dos poros.

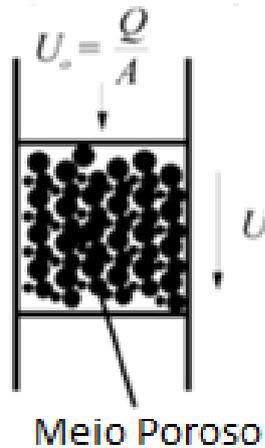
De acordo com a lei de Darcy generalizada, a velocidade de avanço de um fluido homogêneo num meio poroso é proporcional à permeabilidade e ao gradiente de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade do fluido.

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{k(\Delta p + \rho g \Delta z)}{\mu L} \quad \text{Eq.(2.11)}$$

Onde:  $v$  é a velocidade de Darcy ou velocidade superficial,  $Q$  é a vazão,  $A$  é a seção transversal perpendicular ao escoamento,  $k$  é a permeabilidade absoluta,  $\mu$  é viscosidade dinâmica,  $\Delta P$  é o gradiente de pressão,  $L$  é o comprimento do meio poroso,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $\Delta z$  é a diferença de potencial e  $\rho$  é a massa específica.

Por definição, um meio poroso é uma fase sólida contínua que contém muitos espaços vazios (poros) em seu interior. A mesma pode estar localizada dentro de um recipiente ou algum volume de controle, como ilustrado na Figura 2-3. O fluxo de fluido é representado por  $Q$ , a área da seção transversal do meio poroso é  $A$ . E a velocidade superficial,  $U_0$  é o fluxo de fluido total dividido pela área da seção transversal. A área útil para o escoamento de fluido é reduzida pela presença dos grãos e para se preservar a continuidade do

escoamento, o fluido terá que se comprimir entre as menores áreas (poros). Conseqüentemente, a velocidade dentro dos poros será maior do que a velocidade superficial.



**Figura 2-3 - Ilustração de um escoamento em um meio poroso (Luo et al., 2006).**

A porosidade é normalmente uma propriedade isotrópica, logo a velocidade intersticial ( $U$ ) esta relacionada à velocidade superficial ( $v$ ) pela seguinte expressão, a qual foi derivada de uma consideração de continuidade do fluido e onde  $\phi$  é a porosidade.

$$U = \frac{v}{\phi} \qquad \text{Eq.(2.12)}$$

A resistência do fluido ao escoamento em meios porosos esta relacionada com a quantidade de partículas presentes, ou com a concentração de sólidos, porém se tornou convencional utilizá-la em termos da porosidade do meio. Aonde se tem que quando o meio poroso esta preenchido por sólidos, onde a porosidade é zero, a resistência ao escoamento se torna infinita. Porém por outro lado, quando não se tem nenhum sólido e a porosidade é unitária, a velocidade intersticial será a mesma da velocidade superficial (Carman, 1937).

A lei de Darcy e a equação de Kozeny-Carman são válidas para escoamentos laminares ( $Re < 2$ ), por exemplo para arrastes viscosos realizados por fluidos em um leito de partículas dentro do meio poroso. Logo, maiores resistências ao escoamento são provenientes de fluidos mais viscosos, aonde uma permeabilidade igual a zero, retornaria uma resistência infinita. A simplificação da equação 2.11 negligenciando efeitos gravitacionais, permite descrever a equação de Darcy como:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu}{k} \frac{dV}{dt} \frac{1}{A} \quad \text{Eq.(2.13)}$$

Onde  $V$  é o volume de fluido escoando em determinado tempo  $t$ . A equação de Kozeny-Carman é capaz de determinar a permeabilidade de um meio poroso em função da porosidade e outras características do meio. A equação é baseada na equação de Hagen-Poiseuille para escoamento laminar de um fluido escoando em tubos capilares (Carman, 1937):

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{32\mu}{d^2} u \quad \text{Eq.(2.14)}$$

Onde  $d$  representa o diâmetro do canal e  $u$  é a velocidade média do fluido. A derivação assume que o escoamento em um meio poroso pode ser representado como sendo um escoamento através de vários canais paralelos. O diâmetro do canal foi deduzido por Kozeny como sendo o volume de escoamento do fluido dividido pela área superficial aonde o mesmo deve escoar:

$$d = \frac{AL\phi}{AL(1-\phi)S_v} = \frac{\phi}{(1-\phi)S_v} \quad \text{Eq.(2.15)}$$

Definindo a área superficial específica ( $S_v$ ) como a razão entre a superfície e o volume das partículas sólidas no meio poroso, e manipulando as equações 2.13, 2.14 e 2.15 obtém-se a equação de Kozeny-Carman:

$$k = \frac{\phi^3}{K_c(1-\phi)^2 S_v^2} = \frac{\phi^3}{36K_c(1-\phi)^2} d^2 \quad \text{Eq.(2.16)}$$

Onde  $K_c$  é a constante de Kozeny. A equação de Kozeny-Carman apresenta uma expressão analítica para a permeabilidade. Existem inúmeras alternativas para se definir uma expressão para a permeabilidade, porém a aproximação de Kozeny é a mais frequentemente utilizada (Peng, 2008).

A permeabilidade absoluta,  $k$ , mede a capacidade de um meio poroso transmitir fluido devido a uma diferença de pressão imposta. Não é necessariamente proporcional à porosidade, devido à orientação e a interconexão dos poros, os quais são essenciais para o fluxo. Porém esta sempre ligada à porosidade.

As condições de operação podem afetar diretamente a permeabilidade absoluta, pois mudanças bruscas de temperatura e pressão podem gerar microfaturas que propagadas alteram significativamente a permeabilidade da rocha.

### 2.1.2. Propriedades Interfaciais Rocha-Fluido

O número de capilaridade ( $C_a$ ) mensura a importância das forças viscosas em relação às forças capilares na escala de poros, a qual é definida pela equação 2.17 (Green e Willhite, 1998).

$$C_a = \frac{v\mu}{\sigma} \quad \text{Eq.(2.17)}$$

Onde,  $v$  é a velocidade de Darcy,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica e  $\sigma$  é a tensão interfacial.

Na escala de poros, a tensão interfacial agindo em uma interface curva entre dois fluidos causa uma diferença de pressão entre as duas fases. A pressão do fluido localizado no lado côncavo da interface é maior do que a pressão do lado convexo, sendo a diferença de pressão proporcional à tensão interfacial e inversamente proporcional ao raio de curvatura da interface. Logo, quanto menor o raio de curvatura da interface, maior a diferença de pressão entre as fases. Em um meio poroso, o raio de curvatura das interfaces óleo-água é muito pequeno devido as pequenas dimensões dos poros, tornando a diferença de pressão entre as duas fases grande. Define-se a pressão capilar entre as fases  $j$  e  $k$  como:

$$P_{c_{jk}} = p_j - p_k; \quad j, k = o, g, w \quad \text{Eq.(2.18)}$$

Como a pressão capilar depende da distribuição espacial dos fluidos, normalmente assume-se que ela é uma função apenas da saturação das fases (Núñez, 2007).

A permeabilidade relativa ( $k_{rj}$ ) descreve como uma fase flui na presença das outras no meio poroso e portanto é função da saturação naquele local. Ela é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva ( $k_j$ ) e a permeabilidade

absoluta ( $k$ ) e seu comportamento pode ser observado pelas curvas de permeabilidade relativas em função da saturação de água apresentados na Figura 2-4. A permeabilidade efetiva é a condutividade de um material poroso a uma fase quando duas ou mais fases estão presentes. Quando duas ou mais fases estão fluindo simultaneamente num meio poroso permeável, a permeabilidade efetiva de uma dada fase é menor do que a permeabilidade absoluta e é função da saturação da fase (Aarnes, Gimse, Lie, 2007).

$$k_{rj} = k_{rj}(S_j) = \frac{k_j}{k} \quad \text{Eq.(2.19)}$$

Onde  $j$  representa uma das fases: gás, óleo ou água. Em geral, a permeabilidade relativa depende da distribuição do tamanho do poro, da viscosidade e da tensão interfacial entre os fluidos e da saturação de cada fase.

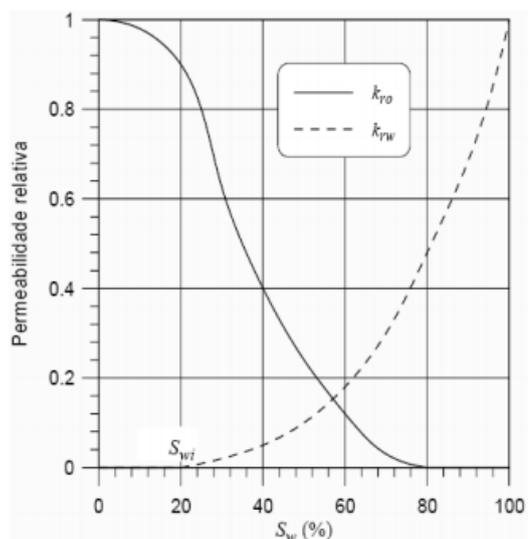


Figura 2-4 - Permeabilidade relativa em função da saturação de água. (Fonte: Sheng, 2011).

### 2.1.3. Eficiência de Deslocamento

Como já mencionado anteriormente, a principal finalidade dos polímeros em processos de recuperação avançada é diminuir a mobilidade e permeabilidade relativa da fase deslocante (água) como consequência do aumento da sua viscosidade.

A mobilidade é definida como sendo a razão entre a permeabilidade relativa do fluido e sua viscosidade, como descrito pela Equação 2.20. A importância de se controlar a mobilidade do fluido para aumentar a eficiência macroscópica de deslocamento tem sido bem reconhecida por muitos pesquisadores (Pitts et al., 1995; Du and Guan, 2004; Kotlar et al., 2007).

$$\lambda_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \quad \text{Eq.(2.20)}$$

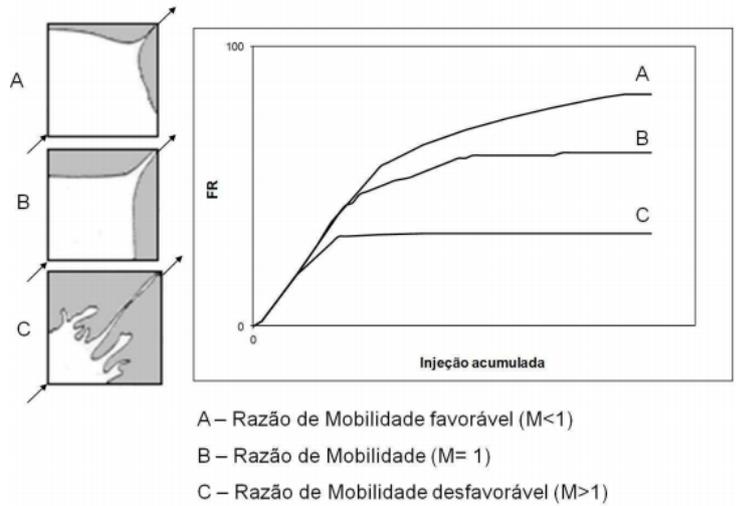
A razão de mobilidade ( $M$ ) é um parâmetro importante e útil para quantificar o contraste entre a mobilidade do fluido deslocante, água, e a mobilidade do fluido deslocado, óleo.

Em um projeto de injeção de água,  $M$  é a relação entre a mobilidade da água injetada, medida na saturação residual de óleo, e a mobilidade do óleo, medido na saturação de água conata, como apresentada na Equação 2.21 .(Pitts et al., 1995):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw@S_{orw}} \cdot \mu_o}{k_{ro@S_{wi}} \cdot \mu_w} \quad \text{Eq.(2.21)}$$

A razão de mobilidade se torna favorável, quando  $M \leq 1$  ou desfavorável quando  $M > 1$ . Logo, a mobilidade do fluido deslocante deve ser igual ou menor do que a soma das dos fluidos deslocados (Shen, 2011; Lake, 1998; Dyes et al., 1954). Tal comportamento pode ser observado na Figura 2-5.

Com isso, segundo a equação 2.21, para que se obtenha um escoamento favorável, os métodos de recuperação avançados devem buscar a diminuição da viscosidade do óleo ( $\mu_o$ ) existente no reservatório ou aumentar a viscosidade do fluido de deslocamento ( $\mu_d$ ) ou reduzir da tensão interfacial entre o fluido deslocante e o deslocado.



**Figura 2-5 - Efeito da razão de mobilidade. (Klins, 1984)**

Polímeros pertencem a uma classe de produtos químicos que quando adicionados à água, mesmo em baixas concentrações, são capazes de reduzir a razão de mobilidade para valores próximos de 1 ( $M \sim 1$ ). Podendo-se assim aumentar a eficiência do método de recuperação, uma vez que inibem instabilidades na frente de injeção de fluidos, minimizando a formação de caminhos preferenciais entre os poços injetores e produtores.

Um mecanismo simultâneo que ocorre devido as injeções de polímero é a redução da permeabilidade relativa da fase deslocante causada pela retenção de polímero no interior do meio poroso. Portanto, injeções de polímeros se tornam muito eficazes para melhorar a eficiência de varredura volumétrica.

A eficiência de deslocamento ( $E$ ) de óleo em um meio poroso é determinada por duas variáveis fundamentais: eficiência volumétrica ( $E_v$ ) e a eficiência microscópica ( $E_m$ ).

$$E = E_v \cdot E_m \qquad \text{Eq.(2.22)}$$

A eficiência volumétrica, ou de varrido, está ligada à capacidade do fluido injetado de atingir todo o volume do reservatório, representando a quantidade de fluido deslocante que efetivamente o contactou. Já a eficiência microscópica determina a capacidade do fluido para remover o óleo remanescente na escala de poros, isto é, está relacionada à saturação residual de óleo (Pegoraro, 2012).