

2

Conceitos Fundamentais

Neste capítulo serão apresentados, uma revisão dos conceitos básicos, propriedades importantes da amostra de rocha e dos fluidos utilizados nos experimentos e uma revisão bibliográfica, necessários para a apresentação do trabalho.

2.1

Porosidade

A porosidade é a medida do armazenamento nos espaços vazios numa rocha, a qual pode estar interconectada ou não.

A porosidade ϕ é o parâmetro físico que mede a relação entre o volume poroso V_p e o volume total V_t de um corpo sólido:

$$\phi = V_p/V_t \quad (2-1)$$

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

$$V_t = V_p + V_s \quad (2-2)$$

Existem dois tipos de porosidades, de acordo com a interconexão entre os poros: porosidade absoluta e porosidade efetiva.

2.1.1

Volume Poroso Absoluto

A porosidade absoluta considera o volume total dos poros, estejam ou não interconectados [1].

Um método para determinar o volume poroso absoluto é triturar a amostra cuidadosamente até reduzi-la a grãos que conformam o corpo sólido

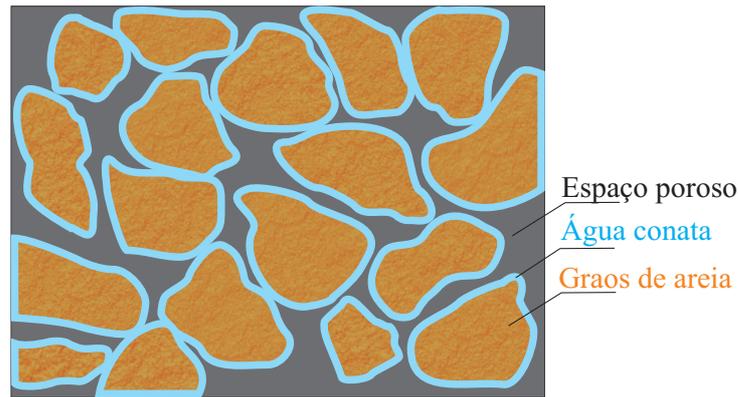


Figura 2.1: Matriz rochosa e espaço poroso.

da rocha. A diferença entre o volume total e o volume do corpo sólido da rocha é o volume poroso absoluto [3].

2.1.2 Volume Poroso Efetivo

Parte do volume poroso pode estar isolado dos demais poros e parte pode estar conectado entre si. A porosidade efetiva é definida como a relação entre o volume poroso interconectado e o volume total do meio. Este é o parâmetro de interesse no processo de recuperação de óleo, já que descreve o volume máximo de fluido que pode ser extraído.

O volume poroso efetivo, pode ser obtido por meio da saturação da amostra com um fluido qualquer. A diferença dos pesos da amostra saturada e seca permite a determinação do volume poroso efetivo.

$$V_p = \frac{m}{\rho} \quad (2-3)$$

onde: V_p é o volume poroso do corpo de prova, m é a diferença de massas da amostra saturada e a amostra seca, ρ é a massa específica do fluido utilizado para saturar o corpo de prova.

2.2 Molhabilidade

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 forma da interface entre fluidos imiscíveis resulta da interação entre as forças moleculares que atuam nas interfaces líquido-líquido e líquido-sólido. Assim, num sistema óleo-água em contato com uma superfície plana de rocha, conforme representado na Fig. 2.2, a tensão de adesão A_t é definida como:

$$A_t = \sigma_{or} - \sigma_{ar} = \sigma_{ao} \cos \theta \quad (2-4)$$

onde: σ_{or} é a tensão interfacial entre o óleo e a rocha, σ_{ar} é a tensão interfacial entre a água e a rocha, σ_{ao} é a tensão interfacial água-óleo, e θ é o ângulo de contato.

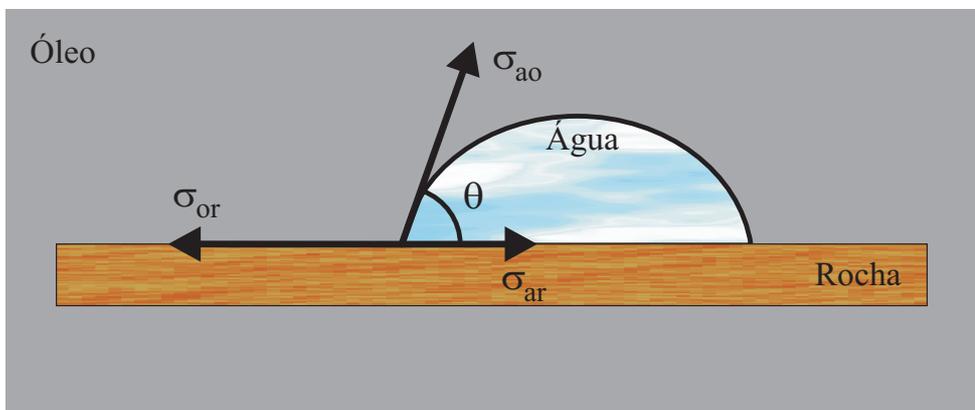


Figura 2.2: Equilíbrio de forças na interface óleo-água.

Se $\sigma_{ar} < \sigma_{or} \Rightarrow A_t > 0$, a superfície sólida é molhada preferencialmente pela água. Se $\sigma_{ar} > \sigma_{or} \Rightarrow A_t < 0$, a superfície sólida é molhada preferencialmente pelo óleo. $A_t = 0$ indica que ambas as fases têm a mesma afinidade pela superfície sólida. A molhabilidade pode também ser definida pelo ângulo de contato θ (medido pela fase aquosa). $\theta < 90^\circ$ indica que o líquido molhante é água, $\theta > 90^\circ$ indica que o líquido molhante é o óleo, e $\theta = 90^\circ$ indica molhabilidade neutra, conforme indicado na Fig. 2.3.

Finalmente, devemos ressaltar que o conceito de molhabilidade é de grande importância, já que pode afetar os seguintes fatores:

- A localização e saturação de água irreduzível.
- A distribuição dos fluidos nas jazidas.
- O valor e a localização do óleo residual.
- O mecanismo de deslocamento.

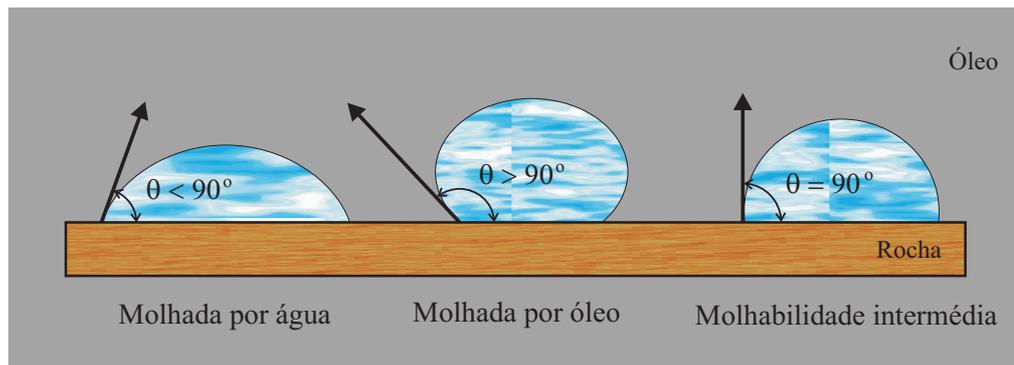


Figura 2.3: Molhabilidade em sistemas óleo-água.

2.3 Pressão Capilar

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. A diferença de pressão é proporcional à tensão interfacial e inversamente proporcional ao raio de curvatura da interface. 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.

Em um reservatório define-se pressão capilar como a diferença de pressão da fase não molhante e a fase molhante.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2-5)$$

onde: P_c é a pressão capilar, P_{nm} é a pressão da fase não molhante, e P_m é a pressão da fase molhante.

Na Engenharia de Petróleo, convencionou-se que a pressão capilar num sistema óleo-água é definida por:

$$P_c = P_o - P_a, \quad (2-6)$$

e num sistema gás óleo:

$$P_c = P_g - P_o, \quad (2-7)$$

onde: P_o é a pressão na fase oleosa, P_a é a pressão na fase aquosa e P_g é a pressão na fase gasosa.

Assim temos, para um sistema óleo-água, que:

- $P_c > 0$, superfície rochosa molhada pela água.
- $P_c < 0$, superfície rochosa molhada pelo óleo.

O efeito da capilaridade pode ser exemplificado por um simples experimento, ilustrado na Fig. 2.4. Ao se introduzir um capilar de vidro (molhado preferencialmente por água) em um recipiente contendo água e óleo, passando pela interface das duas fases, pode-se observar que a água sobe pelo capilar até as pressões das colunas de água e óleo se equilibrem. Considerando P_a a pressão da água logo abaixo da interface no capilar e P_o , a pressão do óleo logo acima da interface, o equilíbrio de pressão em uma mesma horizontal pode ser escrito como:

$$P_o + \rho_o g h = P_a + \rho_a g h \Rightarrow \tag{2-8}$$

$$P_c \equiv P_o - P_a = (\rho_a - \rho_o) g h; \tag{2-9}$$

onde ρ_o é a massa específica do óleo, ρ_a é a massa específica da água e g é a aceleração da gravidade.

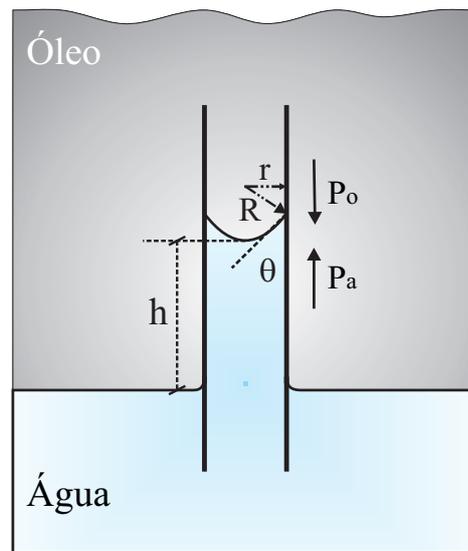


Figura 2.4: Elevação de água num tubo capilar.

O lado côncavo da interface corresponde a fase não molhante. Desta forma, a pressão da fase não molhante será sempre maior do que a pressão da fase molhante.

Admitindo que a interface óleo-água é uma superfície esférica, a pressão capilar pode ser dada pela equação de Laplace como:

$$P_c = \frac{2 \sigma_{ao}}{R} \tag{2-10}$$

onde: R é o raio de curvatura da superfície esférica, mas também podemos considerar que $R = \frac{r}{\cos \theta}$, sendo r o raio interno do tubo capilar.

A equação acima, indica que o efeito da capilaridade é mais intenso quanto menor forem os poros da rocha reservatório. Além disso, comparando-a com a equação dada pela condição de equilíbrio capilar-gravitacional, temos:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ao} \cos \theta}{r} = (\rho_a - \rho_o) g h \quad (2-11)$$

Podemos concluir então que a água atinge alturas mais elevadas em capilares de menor dimensão. Se o reservatório for considerado como sendo formado por um conjunto de capilares de diferentes diâmetros, concluímos que a água estará presente em diferentes profundidades, dependendo do tamanho dos poros da rocha.

A Fig. 2.5 apresenta um esquema de água em um poro, representado pelo espaço entre duas esferas.

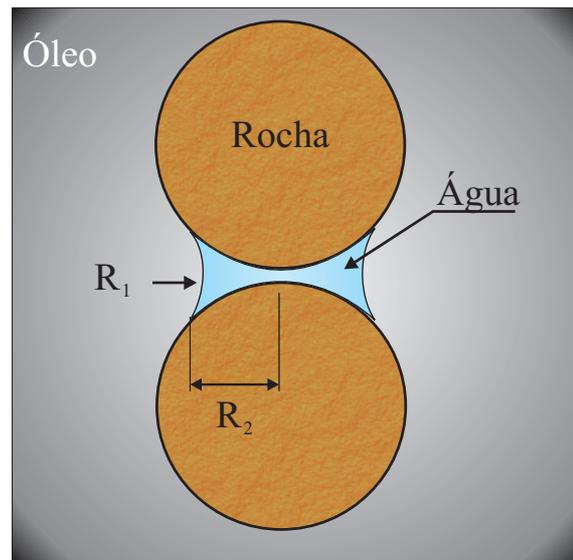


Figura 2.5: Capilaridade num empacotamento de grãos esféricos.

A pressão capilar em qualquer ponto da interface dos fluidos pode ser obtida através da equação de Laplace, dada por:

$$P_c = \sigma_{ao} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (2-12)$$

onde R_1 e R_2 são os raios principais de curvatura da interface. Os raios são medidos em planos perpendiculares.

A expressão anterior nos leva às seguintes conclusões:

$$R_1 < R_2 \implies P_c > 0 \quad (\text{molhabilidade à água})$$

$$R_1 > R_2 \implies P_c < 0 \quad (\text{molhabilidade ao óleo})$$

Se o volume de água em torno dos grãos da rocha diminui, necessariamente o raio de curvatura R_1 decrescerá. Assim, conforme expresso pela equação de Laplace, a pressão capilar aumentará.

Como a relação entre volume de água e o volume total de fluidos define a saturação de água no sistema, podemos concluir que existe uma relação inversa entre a pressão capilar e a saturação, ou seja:

$$R_1 \downarrow \implies S_a \downarrow \implies P_c \uparrow$$

onde S_a = saturação de água = volume de água / volume total.

A relação entre a pressão capilar e a saturação é normalmente obtida através de experimentos de laboratório com amostras de testemunho submetidas a processos de deslocamento de fluidos imiscíveis. Para uma rocha preferencialmente molhada pela água, as curvas típicas de pressão capilar em função da saturação da água têm a forma ilustrada na Fig. 2.6. Os processos de Drenagem e Embebição são definidos a seguir:

1. **Drenagem** (fase não molhante deslocando fase molhante)

Uma água contida numa amostra inicialmente 100% saturada é deslocada por óleo, caracterizando um processo de drenagem [4], onde pode se destacar o seguinte:

- Em determinados tipos de rocha reservatório (em geral, pouco permeáveis), a drenagem só passa a ocorrer após se atingir uma pressão inicial de deslocamento.
- Na medida que a saturação de água diminui, a pressão capilar aumenta, conforme indicado na curva de drenagem da Fig. 2.6.
- Ao se atingir a saturação de água conata ou irreduzível S_{ac} , a drenagem cessa, qualquer que seja a pressão imposta. Assim, a curva de pressão capilar apresenta uma assíntota nesse ponto.

2. **Embebição** (fase molhante deslocando fase não molhante)

Após a drenagem o experimento pode ser reiniciado no sentido contrário, ou seja, o óleo contido na amostra passa agora a ser deslocado pela água, o que caracteriza um processo de embebição. Os seguintes pontos podem ser destacados:

- Na medida que a saturação de água aumenta, a pressão capilar vai diminuindo, porém seu valor é inferior àquele encontrado na

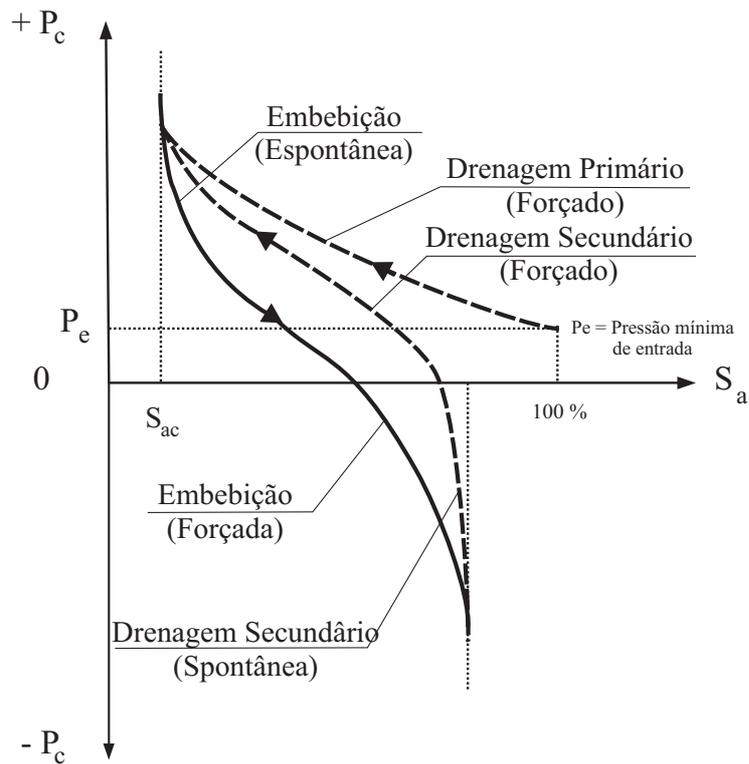


Figura 2.6: Curvas de pressão capilar na drenagem e embebição.

drenagem para a mesma saturação, caracterizando uma histerese no processo de deslocamento de fluidos imiscíveis em um meio poroso.

- A saturação de água atinge sempre um valor máximo quando a pressão capilar se anula. Nesse ponto, a quantidade de óleo presente no meio poroso não pode mais ser reduzida, mesmo que a pressão capilar se torne negativa (pressão de fase oleosa menor que a pressão da fase aquosa). Essa saturação mínima de óleo é denominada saturação residual de óleo S_{or} .

2.4 Permeabilidade

Permeabilidade é definida como a capacidade da rocha de permitir o escoamento de fluidos através da rede de poros interconectados. O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos através de meios porosos, conhecida como a lei de Darcy.

De acordo com a lei de Darcy, 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.

$$Q = - \frac{A k (\Delta P + \rho g h)}{\mu L} \quad (2-13)$$

onde: Q é a vazão, A é a seção transversal ou aparente da rocha, k é a permeabilidade absoluta do meio poroso, μ é viscosidade dinâmica, ΔP é o gradiente de pressão, L é o comprimento do meio poroso.

Se o meio poroso estiver no plano vertical, a pressão hidrostática deve ser incluída na equação.

A permeabilidade é função da porosidade efetiva do meio e da conectividade e forma dos poros.

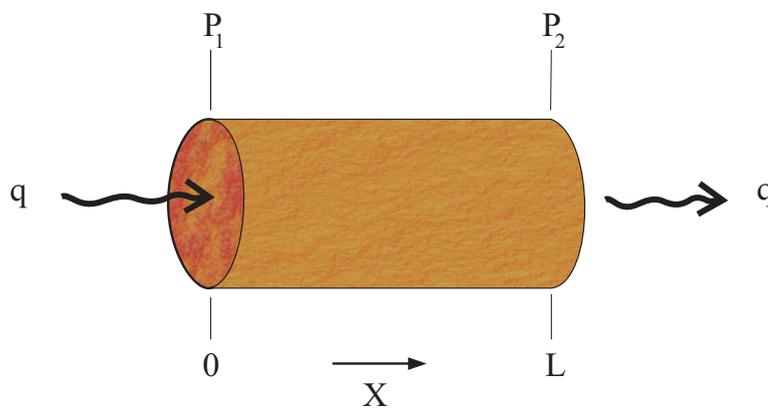


Figura 2.7: fluxo linear em um meio poroso horizontal.

Existem três tipos de permeabilidade:

2.4.1

Absoluta ou Específica

É a condutividade de uma rocha ou material poroso quando saturado completamente por um único fluido.

2.4.2

Efetiva

É a condutividade de um material poroso a uma fase (a um fluido) quando duas ou mais fases estão presentes. Quando duas ou mais fases estão fluindo simultaneamente num meio poroso permeável, como por exemplo num processo de deslocamento, a permeabilidade efetiva a uma dada fase é menor do que a permeabilidade absoluta e é função da saturação de fase.

2.4.3 Relativa

É a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade base. Podem-se utilizar três bases diferentes, dependendo do uso dos cálculos [3]:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=100}} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k_o)_{S_o=1-S_{ac}}} \quad (2-14)$$

onde S_{ac} é a saturação de água conata, k_o é a permeabilidade absoluta ao óleo, S_o é a saturação de óleo, e k_{ro} é a permeabilidade relativa ao óleo.

Geralmente para o cálculo da permeabilidade relativa se toma como base a permeabilidade absoluta k .

2.4.4 Curvas de Permeabilidade Relativa

A Fig. 2.8 mostra as principais características de uma curva típica de permeabilidade relativa, a saber:

- É necessário alguma saturação da fase molhante para que esta comece a fluir, a qual é denominada de saturação crítica da fase molhante, S_{cm} ($0 < S_{cm} < 30\%$). De igual maneira, é necessário alguma saturação da fase não molhante para que comece a fluir, denominada saturação crítica ou de equilíbrio da fase não molhante, S_{cnm} ($0 < S_{cnm} < 15\%$).

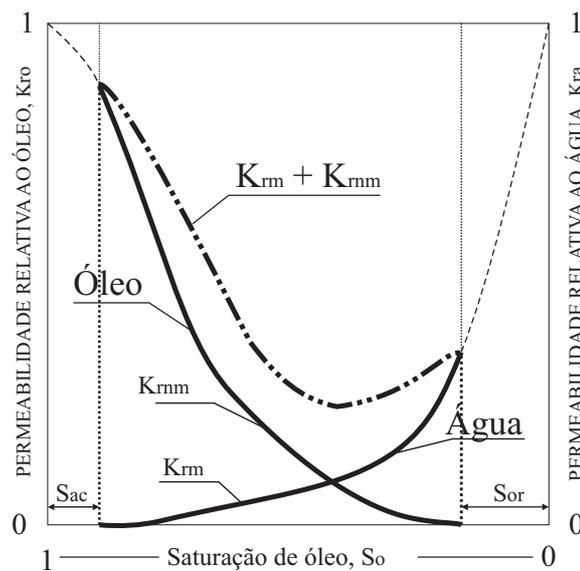


Figura 2.8: Curvas típicas de permeabilidade relativa de rocha molhada por água.

- Uma variação na saturação, tem por efeito dispor de mais poros e canais ao fluxo da fase cuja saturação aumenta e diminui ao mesmo tempo o número de poros permissíveis ao passo da outra fase.
- A permeabilidade relativa à fase não molhante atinge o máximo a saturações de dita fase menores do 100%, o qual indica que uma porção do espaço poroso disponível, mas interconectado, contribui pouco à capacidade condutiva do meio poroso, já que não permite o movimento da fase não molhante.
- A permeabilidade relativa à fase molhante se caracteriza por uma rápida variação ante pequenos câmbios na saturação a altas saturações da fase molhante.
- A permeabilidade relativa à fase não molhante se incrementa rapidamente ante pequenos incrementos de saturação da fase não molhante, por acima da saturação crítica.
- A curva de $k_{rm} + k_{rnm}$ indica a interpretação ante as fases sempre $k_{rm} + k_{rnm} < 1$ devido a duas razões:
 1. A presença de energia interfacial e pressão capilar.
 2. Alguns canais que normalmente permitem o fluxo quando existe uma fase só, são bloqueados quando dois ou mais fases estão presentes. Assim, o número total de canais abertos ao fluxo se reduz e a capacidade de fluxo da rocha é menor.

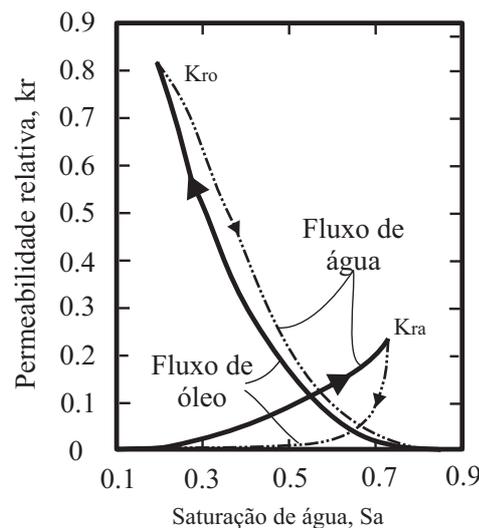


Figura 2.9: Efeito da variação da saturação sob a permeabilidade relativa de um sistema água-óleo [3].

- Como mostra a Fig. 2.9, a curva de permeabilidade relativa apresenta o fenômeno de histerese, isto é, depende da direção do cambio de saturação. Num processo de drenagem, a saturação da fase não molhante aumenta e a fase molhante diminui. Num processo de embebição, a saturação da fase molhante aumenta e a fase não molhante diminui.

2.5

Determinação da Permeabilidade

A permeabilidade absoluta de uma rocha, pode ser obtida através de técnicas laboratoriais de análise de testemunho e métodos de análise de teste de poços.

No primeiro caso, são usadas amostras cilíndricas retiradas de testemunhos de rochas que estejam consolidadas (ex. Arenito) ou não. Essas amostras são introduzidas em aparelhos especiais construídos para forçar um fluido a escoar através da amostra (câmara portadora de amostras).

O fluido utilizado para escoar através da rocha pode ser água ou um óleo a uma determinada vazão e depois de estabilizado o fluxo, medimos o diferencial de pressão entre a entrada e a saída do corpo de prova ($P_1 - P_2$), são aplicadas distintas vazões das quais construímos uma reta com os diferenciais de pressões obtidos como a Fig. 2.10, a permeabilidade é obtida do coeficiente angular da reta e rearranjando-a na Eq. 2-13 como segue [5] [4]:

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{A k}{\mu L} \quad (2-15)$$

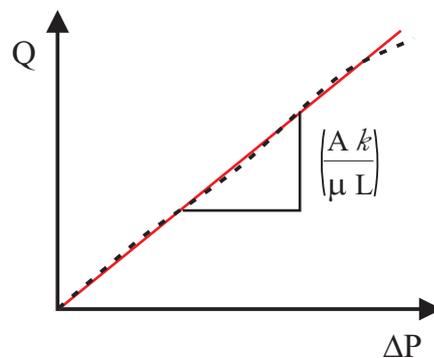


Figura 2.10: Determinação da Permeabilidade absoluta.

Nos capítulos 3 e 4, nas sub-seções § 3.2.6 e § 4.1.2. é mostrada a metodologia utilizada com maior detalhe.

Em algumas situações a água pode provocar o inchamento de argilas presentes na rocha reservatório, alterando, assim, as características do meio poroso e introduzindo erros na medição de permeabilidade. Para estes casos, é comum se utilizar ar como o fluido de trabalho.

É preciso que a amostra seja completamente limpa antes do análise para que os fluidos residuais presentes na amostra sejam retirados. Para isso são usados dispositivos especiais como o forno e extratores a vácuo.

Em caso de análises de teste de poço, a permeabilidade pode ser determinada por meio de métodos matemáticos aplicados ao escoamento de um fluido numa região do reservatório ao redor do poço. O valor obtido representa a permeabilidade média da formação.

2.6

Forças Viscosas

As forças viscosas num meio poroso se refletem na magnitude da queda de pressão que ocorre como resultado do fluxo de fluido através do meio poroso. Uma das aproximações mais simples que é utilizada para calcular estas forças consiste em considerar que o meio poroso é formado por um conjunto de tubos capilares paralelos. A queda de pressão ΔP em um tubo capilar de raio r para um escoamento laminar é dada por:

$$\Delta P = -\frac{8\mu Lv}{r^2} \quad (2-16)$$

onde L é o comprimento do tubo capilar, r é o raio interno do tubo capilar, v é a velocidade média no tubo capilar, μ é a viscosidade do fluido.

2.7

Número Capilar

Depois de uma injeção de água num reservatório, para a recuperação de óleo, uma fração significativa de óleo permanece alojada no reservatório. Esta fração é chamada de saturação de óleo residual, S_{or} , e é aproximadamente igual a 35%, para reservatórios molhados preferencialmente por água [3]. O óleo preso nos poros pode ser deslocado se as forças viscosas vencem as forças de retenção capilar. A relação adimensional de forças viscosas e

forças capilares, denominam-se número de capilaridade, geralmente definido como:

$$N_{ca} = \frac{v\mu_a}{\sigma_{oa}} \quad (2-17)$$

onde: v é a velocidade média no tubo capilar, μ_a é a viscosidade do fluido deslocante, σ_{oa} é tensão interfacial entre as fases deslocantes e as deslocadas.

Num meio poroso, para condições e situações normais, $v \cong 1pe/dia$, $\mu \cong 1cp$, $\sigma = 36dina/cm$, as forças capilares são aproximadamente 10^7 vezes maiores do que as forças viscosas, tornando extremamente difícil o deslocamento de óleo contido nos poros de menor dimensão.

De acordo com Moore e Slobod [3], é possível, em teoria, tornar as forças capilares e viscosas aproximadamente iguais, através do controle das propriedades do líquido injetado e condições de operação.

Para aumentar as forças viscosas, deve-se aumentar a velocidade de fluxo e a viscosidade do fluido. Para diminuir as forças capilares deve-se reduzir a tensão interfacial entre as fases, com o uso de surfactantes por exemplo. O controle destas variáveis é a base para diferentes métodos de recuperação de óleo.

2.8 Mobilidade

A mobilidade de um fluido como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o/\mu_o$ e a da água (fluido injetado) por $\lambda_a = k_a/\mu_a$. Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações [1]. A razão de mobilidade é definida pela razão λ_a/λ_o . Observe que quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores.

2.9 Eficiência de Deslocamento

A eficiência global de deslocamento de qualquer processo de recuperação de óleo pode considerar-se como o produto da eficiência de des-

locamento microscópico e macroscópico [6]. Isto se pode expressar mediante a seguinte equação.

$$E = E_D \times E_V \quad (2-18)$$

Onde E é a eficiência de deslocamento (óleo recuperado), E_D eficiência de deslocamento microscópica, expressada como uma fração e E_V eficiência de deslocamento macroscópica (volumétrica) expressada como uma fração.

A eficiência de deslocamento microscópica se refere ao deslocamento o mobilização do óleo a escala de poro. É disser, E_D é uma medida da efetividade do fluido deslocante na mobilização do óleo em aqueles lugares da rocha onde o fluido deslocante está em contato com o óleo.

A eficiência macroscópica de deslocamento se refere à efetividade dos fluidos deslocantes para colocar-se em contato com a jazida num sentido volumétrico. E_V é uma medida de que efetivamente o fluido deslocante varre o volume da jazida, tanto areal como verticalmente, assim como, que tão efetivamente o fluido deslocante empurra o óleo deslocado ate os poços produtores.

Como exemplo de aplicação, podemos considerar uma injeção típica de água. Para uma saturação de óleo inicial (S_{oi}) de 0.85 e saturação residual (S_{or}) de 0.60, a eficiência de deslocamento é:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = 0.42 \quad (2-19)$$

Uma eficiência típica de recuperação E_V mediante injeção de água no limite econômico é de 0.7 [6]. Então:

$$E = E_D \times E_V = 0.29 \quad (2-20)$$

Este resultado indica que uma quantidade significativa de óleo fica sim recuperar logo de completar a injeção de água. Isto pode-se dever a dois fatores. **Primeiro**, uma saturação residual de óleo permanece em aquelas zonas varridas pela água. **Segundo**, uma grande quantidade de óleo não é contatada pela água injetada e assim o óleo não tem sido deslocado de essas regiões para o poço produtor.

De acordo ao explicado anteriormente, é destacada a importância de estes conceitos à hora de desenhar e escolher o tipo de fluido para a recuperação do óleo no reservatório. Assim como ao momento de analisar os resultados que podem-se obter através dos processos de recuperação avançada [6].

2.10 Emulsões

Uma emulsão é uma dispersão de um líquido (fase interna ou dispersa) dentro de outro líquido (fase externa ou contínua). Em presença de um agente emulsificante (surfactante). O surfactante ajuda a formar uma interface estendida, mediante a redução da tensão interfacial entre os líquidos e também ajuda a estabilizar as gotas contra a coalescência [7].

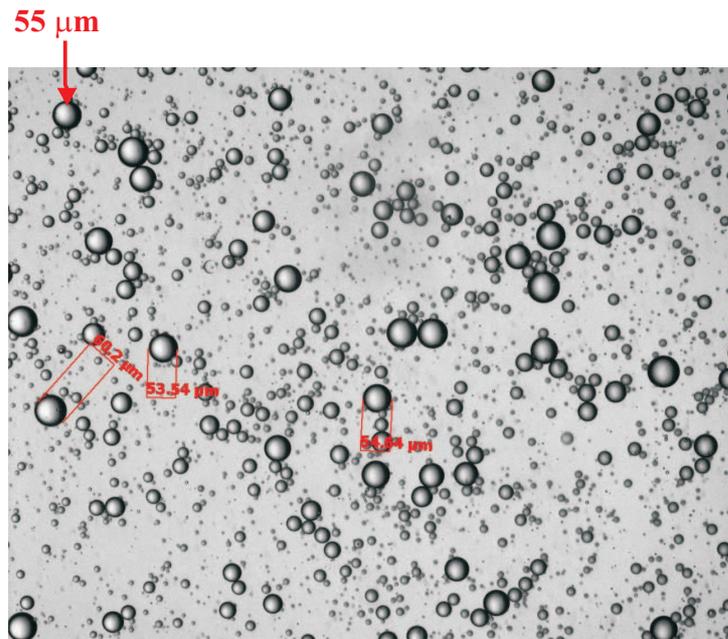


Figura 2.11: Fotografia de uma emulsão óleo em água, tomada com microscópio eletrônico [S.C. Urdaneta].

As emulsões podem ser classificadas como macroemulsões se o tamanho de gota é maior do que $0.1 \mu m$.

Existem basicamente dois tipos de emulsões. Se a dispersão contém gotas de óleo (O) dispersas em água (A), chama-se de emulsão O/A, enquanto que se a fase dispersada é água denomina-se de emulsão A/O, onde (O) é o óleo e (A) é Água [8]. As emulsões A/O tem uma viscosidade maior do que o componente óleo e o componente água, enquanto que as emulsões O/A tem uma viscosidade menor do que o componente oleoso. Um terceiro tipo de emulsão mais complexa pode conter água em gotas de óleo dispersa a sua vez no contínuo de água.

2.10.1

Estabilidade das Emulsões

Geralmente a estabilidade de uma emulsão é relacionada com o volume das fases que são separadas desta. A única medida absoluta da estabilidade de uma emulsão é a variação do número de gotas em função do tempo, o que se pode medir experimentalmente mediante a variação da distribuição do tamanho de gota com o tempo. O que acontece numa emulsão em função do tempo é, que durante algum período inicial, não se separa nenhum volume; este período de iniciação corresponde à sedimentação de gotas e o drenagem da fase externa ate alcançar uma emulsão compactada na qual as gotas estão separadas por uma película delgada de fase externa, na qual a interação entre as interfaces começa a jogar um papel importante e pode produzir um efeito notável de retardo. Mas, quando as películas começam a alcançar espessuras do ordem de 200 Å, são suscetíveis de romper-se, provocando assim a coalescência das gotas e a formação de um volume separado [7].

2.11

Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma revisão de parte da bibliografia existente sob injeção de emulsões em meios porosos.

McAuliffe (1973) [2], estudou emulsões óleo-em-água e suas propriedades de fluxo em meios porosos, concluindo que, efetivamente a emulsão reduz a permeabilidade do reservatório e que uma emulsão com uma grande proporção de gotas grandes em relação à contração das gargantas dos poros, seria mais efetiva do que uma emulsão com gotas pequenas. Também se viu que uma emulsão óleo em água deslocando óleo através do testemunho é mais efetiva do que apenas a varredura com água.

Alvarado e Marsdem (1979) [9], estudaram o fluxo de emulsões óleo-em-água através de tubos capilares e meios porosos, e encontraram que para uma faixa de (10 a 40%) de concentração de emulsão Óleo em Água possuíam comportamento de Fluido Newtoniano, enquanto que para alta concentração de emulsão (> 50%) se comportam como fluidos não-Newtonianos. O valor associado com a transição de Newtoniano a não-Newtoniano e o comportamento reológico depende da concentração de emulsificante (surfactante ou tensoativo). As técnicas de correlação desenvolvidas neste estudo descrevem bastante bem o escoamento de macroemulsões não-Newtonianas óleo em água através do meio poroso.

Alguns anos depois se estudou o mecanismo do fluxo de emulsão diluída, estável em meios porosos (Soo H. e Radke - 1984) [10], este estudo estabelece experimentalmente os mecanismos de fluxo da emulsão transportada no meio poroso. O estudo foi feito com vários diâmetros de gotas e diâmetros de rocha e dos tipos de permeabilidades. Este trabalho também determina a distribuição de tamanho do meio poroso, também a entrada e a concentração de gota efluente e distribuição de tamanho. Encontra-se que o fluxo de emulsão diluída estável é muito similar ao processo de filtração, as gotas são retidas nos poros e a permeabilidade decresce. Um estado constante é alcançado quando todos os lugares de captura são ocupados e quando o fluxo local deriva-se a largos canais contínuos.

No estudo: O deslocamento linear de óleo por processos de retenção de emulsões, por Schmidt e Soo e Radke [11], onde concluíram que, o deslocamento era melhorado mediante um controle da molhabilidade microscópica através da retenção ou a redução local da permeabilidade, e não através de um melhoramento da relação de viscosidades entre os líquidos. Para amostras paralelas, o deslocamento era melhorado através de um controle da molhabilidade macroscópica mediante a desvio do fluido para a amostra de permeabilidade menor.

Outra pesquisa nesta área é a Simulação Numérica e Verificação Experimental de Recuperação de Óleo por inundação de macroemulsão (Khambharatana, F., Thomas, S. e F. Ali - 1997) [12], onde um modelo melhorado descreve a captura das gotas da emulsão em um meio poroso, para ambas emulsões óleo em água e água em óleo, foi desenvolvido para vários tamanhos médios de gotas e tamanhos médios de poros. Três diferentes emulsões foram testadas, incorporando várias propriedades físicas, predizendo a história de produção com uma tendência similar à observação experimental. Isto pôde ser feito com ajuda de simuladores numéricos.

Outros estudos mais específicos foram desenvolvidos, como Macroemulsão: Reologia e Mecanismos de Captura de Gotas durante um Fluxo em um Meio Poroso (Khambharatana F., Thomas, S. e Ali, F., - 1998) [13]. Este estudo foi feito para observar os mecanismos físicos que acontecem quando uma emulsão estável flui através de um meio poroso de tamanho comparável entre as gotas e os poros (arenito Berea e arenito Ottawa). Os estudos mostram que a reologia (qualidade) da emulsão durante o fluxo em um meio poroso varia, é especulado que o cambio é devido à captura das gotas.

Na revisão bibliográfica da tese ao título de doutor, Khambharatana [8], menciona o artigo do Mendoza, H., Thomas, S., e Farouq Ali, onde eles

concluem em que a recuperação de óleo é sensível à taxa de injeção, tanto para a taxa de injeção de emulsões óleo em água como para as emulsões água em óleo. A velocidade do frente determina a dimensão da variação da relação da mobilidade, a qual à sua vez, depende do tamanho das gotas, o tipo e o comportamento reológico da emulsão. A recuperação de óleo como uma função da velocidade do frente de avanço, demonstrou um mínimo de frente de avanço de 10 m/dia. O tipo de emulsão determinou se a recuperação aumentava ou diminuía com um incremento do tamanho do tampão. Eles concluíram que a injeção de emulsões poderia prover uma alternativa viável à recuperação térmica de óleos moderadamente viscosos.

Já em anos recentes se têm estudos como planejamento e execução de um campo experimental numa nova emulsão invertida utilizando a estreita tecnologia, de Smith, R. N. e Lawless, T. A e Bourne, H.M. e Brunger, A. e Nicoll, D. e McGee, K. e Hurtevent, C. e Ainsword, A. (2000) [14], onde extensivos testes experimentais têm sido empreendidos para desenvolver um químico adequado para o uso no campo. Requerimentos para manufatura de emulsões, considerações de fase de volume, regras de estabilização e características reológicas foram discutidas. Foram realizadas experimentações entre laboratórios e offshore com apropriado fluido de campo, junto com investigações de fluxo no núcleo.