

## 2

### Conceitos Fundamentais

Neste capítulo será apresentada uma pequena revisão de alguns conceitos básicos importantes, que foram utilizados neste trabalho. Este Capítulo também inclui uma revisão bibliográfica, com os trabalhos mais relevantes para o desenvolvimento desta pesquisa.

#### 2.1

##### Porosidade

A porosidade é uma medida do volume dos espaços vazios em um meio poroso, que podem estar interligados ou não. A porosidade  $\phi$  é o parâmetro físico definida como a razão entre o volume poroso  $V_p$  e o volume total  $V_t$  de um corpo poroso:

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

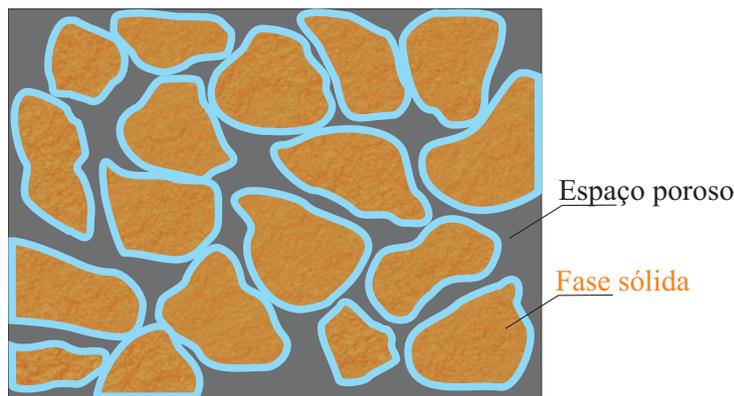


Figura 2.1: Matriz rochosa e espaço poroso de um corpo.

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

A porosidade absoluta considera o volume total dos poros, estejam ou não interligados [8]. A diferença entre o volume total e o volume do corpo sólido da rocha é o volume poroso absoluto.

A porosidade efetiva é definida como a relação entre o volume poroso que está interligado 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 [3].

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.

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

onde:  $V_p$  é o volume poroso efetivo do corpo de prova,  $m$  é a diferença entre as massas da amostra saturada e seca,  $\rho$  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 a 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 conseqüentemente 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:

$$A_t = \sigma_{or} - \sigma_{ar} = \sigma_{ao} \cos \theta \quad (2-3)$$

onde:  $\sigma_{or}$  é a tensão interfacial entre o óleo e a rocha,  $\sigma_{ar}$  é a tensão interfacial entre a água e a rocha,  $\sigma_{ao}$  é a tensão interfacial água-óleo, e  $\theta$  é o ângulo de contato.

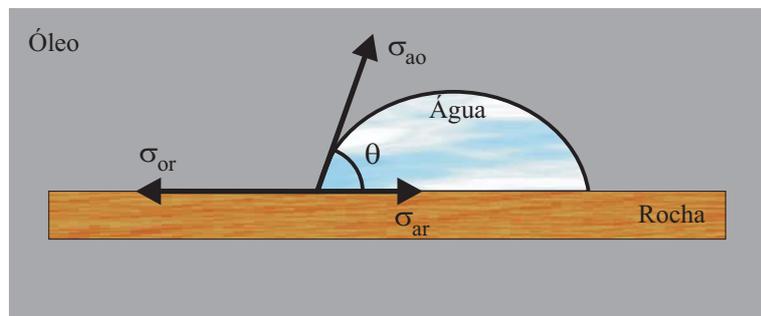


Figura 2.2: Equilíbrio de forças na interface óleo-água.

A molhabilidade pode também ser definida pelo ângulo de contato  $\theta$  (medido pela fase aquosa), conforme indicado na Fig. 2.3. O líquido é dito

molhante quando o ângulo de contato é menor do que  $90^\circ$  e não molhante, caso contrário.

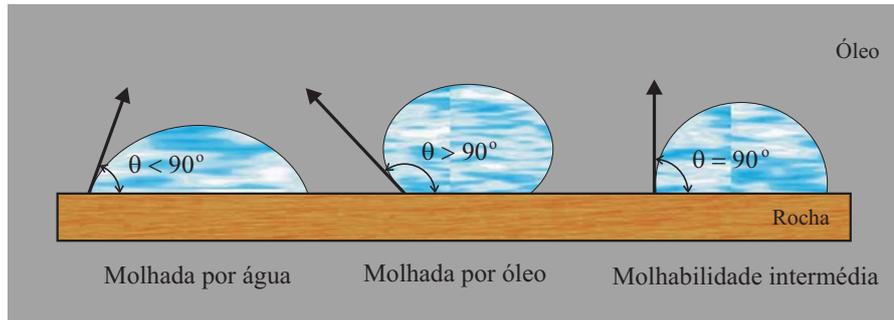


Figura 2.3: Molhabilidade em sistemas óleo-água.

## 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.

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

$$P_c = P_o - P_a, \quad (2-4)$$

e num sistema gás óleo é definida por:

$$P_c = P_g - P_o, \quad (2-5)$$

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, que para um sistema óleo-água:

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

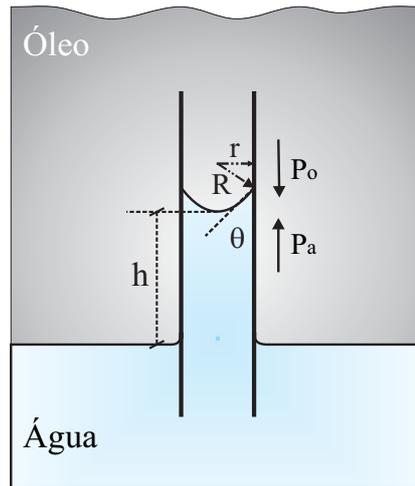


Figura 2.4: Elevação de água em um tubo capilar.

O efeito da capilaridade pode ser observado através da posição da interface entre as duas fases em um capilar, conforme a Fig. 2.4. A pressão capilar pode ser medida pela altura da coluna  $h$ :

$$P_c = \frac{2\sigma_{ao} \cos \theta}{r} = (\rho_a - \rho_o) g h \quad (2-6)$$

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.

Existe uma relação entre a pressão capilar e a saturação, que 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. 2.5. Os processos de Drenagem e Embebição são definidos a seguir:

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

Processo no qual água (fluido molhante) contida numa amostra inicialmente 100% saturada é deslocada por óleo (fluido não molhante) [36].

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

processo no qual óleo (fluido não molhante) contido na amostra é deslocado pela água (fluido molhante).

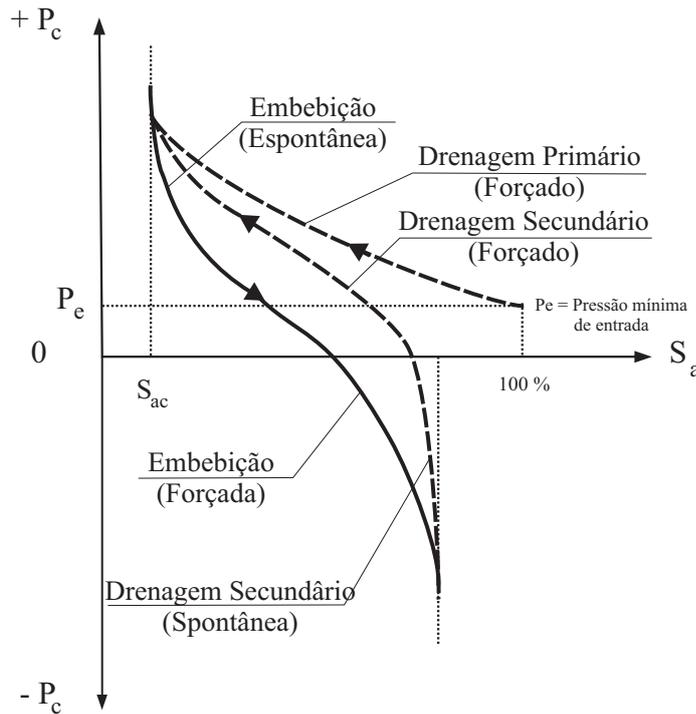


Figura 2.5: Curvas de pressão capilar na drenagem e embebição.

## 2.4 Permeabilidade

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

Segundo 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.

$$q = -\frac{AK \Delta P}{\mu L} \tag{2-7}$$

onde:  $q$  é a vazão,  $A$ ,  $K$ ,  $L$ ,  $\Delta P$  são a área da seção transversal, a permeabilidade absoluta, o comprimento e a diferença de pressão entre as extremidades do meio poroso respectivamente, e  $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido, como representado na Fig. 2.6.

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

Existem três tipos de permeabilidade. Permeabilidade Absoluta, representa a condutividade de um meio poroso quando está saturado completamente por um único fluido. Permeabilidade Efetiva, representa a condutividade para um fluido quando duas ou mais fases estão fluindo simultaneamente em um

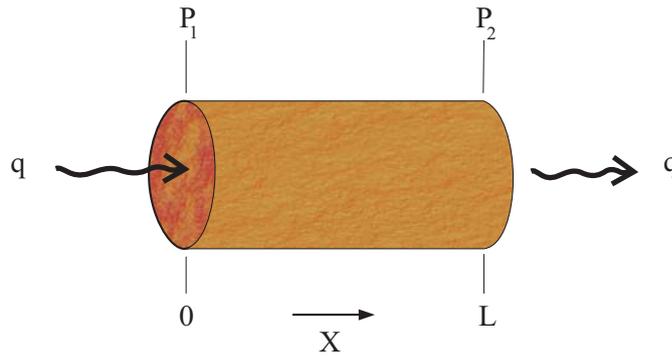


Figura 2.6: Fluxo linear em um meio poroso horizontal.

meio poroso. Permeabilidade Relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade base.

### 2.4.1

#### Curvas de Permeabilidade Relativa

A Fig. 2.7 mostra as principais características de uma curva típica de permeabilidade relativa, a saber:

- Num processo de drenagem, a saturação da fase não molhante (oleosa) aumenta e a fase molhante (aquosa) diminui. Num processo de embebição, a saturação da fase molhante aumenta e a fase não molhante diminui.
- No processo de embebição, É necessário alguma saturação da fase molhante para que as curvas comecem a fluir, esta zona é denominada de saturação de água conata,  $S_{ac}$  ( $0 < S_{ac} < 30\%$ ). De igual maneira no processo de drenagem, é necessária alguma saturação da fase não molhante para que as curvas de permeabilidade comecem a fluir, esta zona é denominada saturação de óleo residual,  $S_{or}$  ( $0 < S_{or} < 15\% - 30\%$ ).
- Um aumento na saturação de uma fase, tem por efeito dispor de mais poros e canais ao fluxo dessa fase, diminuindo ao mesmo tempo o número de poros permissíveis ao passo da outra fase.
- A permeabilidade relativa da fase não molhante atinge o seu valor máximo a saturações de dita fase menores do que 100 %, o qual indica que uma porção do espaço poroso interligado contribui pouco à capacidade condutiva do meio poroso, já que não permite o movimento da mesma.
- A permeabilidade relativa da fase molhante se caracteriza por uma rápida variação ante pequenas alterações na saturação, em altas saturações da fase aquosa.

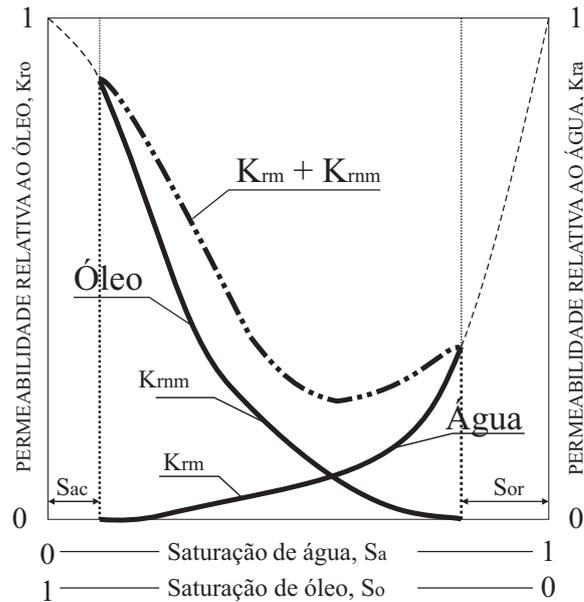


Figura 2.7: Curvas típicas de permeabilidade relativa de rocha molhada por água.

- Na zona de saturação de água conata, a permeabilidade relativa da fase não molhante se incrementa rapidamente ante pequenos aumentos de saturação da fase não molhante.
- A curva  $k_{rm} + k_{rnm}$  indica que a soma das fases é sempre menor à unidade ( $k_{rm} + k_{rnm} < 1$ ), devido a duas razões:
  1. Presença de energia interfacial e pressão capilar.
  2. Alguns canais que normalmente permitem o fluxo quando existe uma única fase, são bloqueados quando duas ou mais fases estão presentes. Assim, o número total de canais abertos ao fluxo se reduz e a capacidade ao fluxo da rocha é menor.
- Como mostra a Fig. 2.8, a curva de permeabilidade relativa apresenta o fenômeno de histerese, isto é, depende da direção da variação da saturação.

## 2.5 Número de Capilaridade

Para deslocar o óleo residual que permanece preso no reservatório a uma saturação igual a  $S_{or}$  depois da injeção de água é necessário que as forças viscosas vençam as forças de retenção capilar. A razão entre as forças viscosas e forças capilares é chamada de número de capilaridade  $Ca$ , e é definida como.

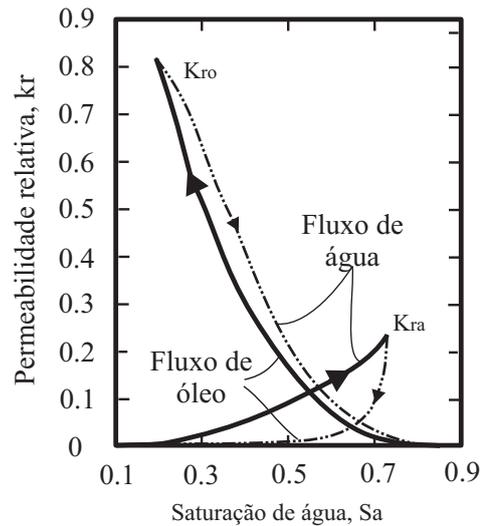


Figura 2.8: Efeito da variação da saturação sob a permeabilidade relativa de um sistema água-óleo [3].

$$Ca = \frac{v\mu_a}{\sigma_{oa}} \quad (2-8)$$

onde:  $v$  é a velocidade média do escoamento,  $\mu_a$  a viscosidade do fluido deslocante,  $\sigma_{oa}$  a tensão interfacial entre as fases deslocantes e as deslocadas.

Num meio poroso, para condições e situações normais ( $v \cong 1\text{ pé}/\text{dia}$ ,  $\mu \cong 1\text{ cp}$ ,  $\sigma = 36\text{ dinas}/\text{cm}$ ), 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 tamanho.

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 das condições de operação.

Para aumentar as forças viscosas, deve-se aumentar a velocidade de fluxo e/ou 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.

## 2.6

### Mobilidade

A mobilidade de um fluido é definida como sendo a relação entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade do mesmo. 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 [8]. A razão de mobilidade é definida pela

razão  $\lambda_a/\lambda_o$ . Observemos 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.

## 2.7

### Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma revisão bibliografia resumida dos trabalhos mais relevantes para o desenvolvimento desta pesquisa.

McAuliffe (1973) [13], estudou emulsões óleo-em-água e seu fluxo através de meios porosos, concluindo que a emulsão reduz a mobilidade do fluido e que uma emulsão com uma grande proporção de gotas maiores do que as gargantas de poros, seria mais efetiva do que uma emulsão com gotas pequenas. Ele também observou que o uso de emulsão óleo-em-água para deslocar óleo através de testemunhos de rocha é mais efetivo do que a varredura com apenas água.

Robert e Arthur (1976) [37] introduziram um modelo de fluxo não-linear para descrever o escoamento de emulsões em meios porosos. Porém, eles trataram a emulsão como um fluido com viscosidade variável. Os resultados obtidos mostraram que o modelo é válido somente no caso em que o diâmetro das gotas da emulsão é bem menor do que o diâmetro característico dos poros. Melrose e Brand (1974) [38] também concluíram que quando o diâmetro médio de gota da emulsão é da mesma magnitude ou maior ao tamanho médio de poro, traz uma serie de complicações. Eles não perceberam que essas complicações as que podiam aumentar significativamente o a eficiência de varrido, e trataram a emulsão como um fluido puramente viscoso.

Alvarado e Marsdem (1979) [39] estudaram o fluxo de emulsões óleo-em-água através de tubos capilares e meios porosos e concluíram que para uma faixa de 10 a 40% de concentração da fase dispersa, as emulsões possuíam um comportamento de Fluido Newtoniano, enquanto que para alta concentração de óleo ( $> 50\%$ ), as emulsões se comportaram 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 de um meio poroso.

Alguns anos depois Soo H. and Radke (1984) [40] [41] estudaram o mecanismo do fluxo de emulsão em meios porosos. Este estudo estabelece experimentalmente que o fluxo de emulsão estável é muito similar ao processo

de filtração, as gotas são retidas nos poros e a permeabilidade decresce. As gotas são capturadas no meio poroso através de dois mecanismos: atração e intercepção. No mecanismo de intercepção as gotas maiores que o diâmetro de poro ficam presas nos poros devido às forças capilares, obstruindo o escoamento. O escoamento das gotas pode acontecer novamente quando é aplicado um gradiente de pressão elevado ou através da quebra da gota. No mecanismo de atração as gotas são capturadas na superfície da rocha devido a forças de atração tipo van der Waals. O escoamento das gotas, pode acontecer novamente quando as forças repulsivas são maiores do que as forças de atração. Um estado constante é alcançado quando todos os lugares de captura são ocupados e quando o fluxo local é desviado para os canais grandes e contínuos.

No mesmo ano, Soo, Williams e Radke [42] propuseram um modelo de filtração que representava satisfatoriamente os resultados experimentais do histórico de redução da permeabilidade e concentração de gotas no meio poroso. O modelo leva em conta os dados de diâmetro de gota, tamanho de poro e a distribuição de tamanho de grão e a estrutura do meio poroso. Desde então, a teoria de filtração começou a ser usada como uma nova ferramenta para o entendimento do comportamento do fluxo de emulsões no meio poroso.

Khambharatana, Thomas e Ali - (1997) [43] realizaram vários experimentos e desenvolveram um modelo numérico para estudar o deslocamento de óleo em meios porosos, através da injeção de macro-emulsões. Este modelo descreve a captura de gotas, tanto para as emulsões óleo-em-água, quanto para as emulsões água-em-óleo, levando em conta o tamanho médio de poro do meio poroso. Três diferentes emulsões foram testadas, incorporando várias propriedades físicas, prevendo a história de produção com uma tendência similar ao comportamento experimental.

Khambharatana, Thomas e Ali (1998) [44] [45] observaram os mecanismos físicos que acontecem quando uma emulsão flui através de um meio poroso, onde o tamanho médio dos poros é da mesma ordem de grandeza do diâmetro das gotas da emulsão. Os estudos mostraram que a mobilidade da emulsão durante o fluxo não é constante. Especulou-se que a variação era devido à captura das gotas.

Mendoza et. al. [46] concluiu 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 da frente de deslocamento determina a intensidade da variação da relação de mobilidades, que por sua vez, depende do tamanho médio de gota, do tipo e do comportamento reológico da emulsão. 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.

Como foi visto que a adição de emulsão muda a mobilidade do fluido injetado no meio poroso, Priest e Morgan [47] também fizeram uso de emulsões óleo-em-água para vedar poços de perfuração, evitando a invasão do fluido de perfuração (lama) na formação rochosa. Eles mostraram que a emulsão era facilmente removida com um pequeno aumento na pressão (recuperação de entre o 66% e 105% da permeabilidade original). Mais tarde, no ano 2002, Kassim et. al. [48] prepararam uma emulsão óleo-em-água que além de óleo, também continha também sólidos suspensos ( $\text{CaCO}_3$ ). Obtiveram ótimos resultados, vedando a perda de fluido de perfuração e obtendo 100% de recuperação da permeabilidade original.

No ano 2007, Guillén et al. [34] desenvolveram uma análise experimental, onde realizaram vários experimentos de deslocamento de óleo desde um meio poroso, mediante a injeção de água a diferentes vazões de injeção. Eles encontraram que a vazão de injeção não influencia na eficiência de varrido de óleo. Também mostraram que, mediante a injeção de emulsão óleo-em-água a eficiência de varrido de óleo aumenta consideravelmente, elevando o fator de recuperação de 40 % para 75 % do óleo no testemunho, mas também foi necessário elevar excessivamente a pressão de injeção. Finalmente, também experimentaram com a injeção alternada de água e emulsão óleo-em-água, conseguindo a mesma eficiência de varredura, sem aumentar excessivamente a pressão de injeção.

No mesmo ano, Cobos et al. [9] realizaram um estudo teórico/experimental do fluxo de emulsões óleo-em-água através de um capilar com constrição. Foi analisado o efeito da relação entre o raio das gotas da fase dispersa da emulsão e o raio da constrição do capilar utilizado. Eles concluíram que, quando o diâmetro das gotas é maior ao diâmetro da constrição do capilar, a queda de pressão é função da tensão interfacial. E quando o diâmetro das gotas era menor ao diâmetro da constrição do capilar, a pressão de injeção era uma função linear da vazão.

Um ano depois, Montalvo et al. (2008) [49] mostraram experimentalmente que a mobilidade da emulsão através de um capilar esta em função da concentração da fase dispersa da emulsão, quando a concentração é maior, a mobilidade decresce e quando a concentração é menor, a mobilidade aumenta. E para que ocorra escoamento através de capilares com menor diâmetro da fase dispersa da emulsão, é necessário aumentar a pressão de injeção.

Apesar dos estudos apresentados anteriormente, ainda são necessários muitos estudos para compreender e ter um entendimento razoável do esco-

amento de emulsões óleo-em-água através de meios porosos. Entendendo o comportamento das emulsões, estas poderiam ser projetadas para serem utilizadas como agente de controle de mobilidade em operações de recuperação avançada de petróleo.