

# 1

## Introdução

Aplicação de emulsões na indústria do petróleo tem recebido considerável atenção por muitas décadas. Emulsões podem ser formados *in-situ* em processos de recuperação melhorada de petróleo ou podem injetados externamente, de forma isolada ou alternadamente com outros fluidos (McAuliffe [1], Abou-Kassem *et al.* [2]). Pesquisas recentes têm especulado que as emulsões podem ser usadas como agentes de controle de mobilidade reduzindo zonas de alta permeabilidade, permitindo assim, um deslocamento mais uniforme do fluido no reservatório (Cobos *et al.* [3]). A eficiência do deslocamento dos fluidos através de um meio poroso pode ser melhorada, uma vez conhecida as propriedades que controlam a sua mobilidade (Khambharatana *et al.* [4]). Conseqüentemente, uma representação quantitativa do fluxo de emulsões num meio poroso torna-se cada vez mais importante. Uma descrição mais precisa do escoamento de emulsões em meios porosos pode ser incluída em simuladores de reservatórios com o objetivo de verificar o potencial do uso de emulsões em operações de recuperação melhorada.

### 1.1

#### Motivação

Atualmente, a maioria das empresas petrolíferas do mundo estão tendo dificuldades para repor suas reservas de petróleo, ou seja, estão produzindo anualmente um volume maior de petróleo do que o volume de novas descobertas, acarretando uma diminuição das reservas de petróleo. Isto motiva a pesquisa de novos processos que tornem possível incrementar a eficiência de recuperação do “óleo residual ou não varrido” (óleo que permanece no interior do reservatório após o processo de exploração primária e secundária), aumentando a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

Segundo a revista EXAME, n. 13, edição 922, de 16/07/2008, o consumo de petróleo passou de 79,2 milhões em 2003 para 85,2 milhões de barris diários em 2008. Resultou assim, um aumento de 10,76 % em seis anos. Com a ampliação acelerada da China e da Índia, e com o desenvolvimento dos países em geral, espera-se um aumento ainda mais acentuado da demanda de petróleo nos próximos anos. Como o petróleo é um bem finito, a velocidade de esgotamento em breve ultrapassará a velocidade com que novas reservas possam ser descobertas. Como o preço da extração tende a aumentar, junto com a pressão da demanda em crescimento, é certo que o preço de petróleo

para o consumidor venha a ser elevar de modo substancial no futuro.

Experimentos realizados por Núñez [5], alternando injeção de água com injeção de emulsões óleo-em-água numa amostra de rocha, inicialmente saturada com óleo mineral tipo Talpa 30 com densidade 0.9101 g/ml e viscosidade 410 mPa.s medidos a 25 °C, mostram um incremento na recuperação de óleo, chegando a um fator de recuperação ao redor de 70%, como mostra a Fig.(1.1). Esta figura apresenta a fração de recuperação de óleo como uma função da injeção alternada de água e emulsão com diâmetro de 20  $\mu\text{m}$  através de uma amostra de rocha. Água é injetada no corpo de prova até a saturação irreduzível de óleo ser atingida. Pode-se observar que na injeção inicial de água a fração de recuperação ficou praticamente constante e igual a 40 %. A seguir uma fração do volume poroso de emulsão é injetada e após ser interrompida, a injeção de água é reiniciada. Pode-se observar um aumento significativo do fator de recuperação de óleo durante a injeção de água até que um nova saturação irreduzível de óleo é atingida, correspondendo a um fator de recuperação de aproximadamente 45 %. Um segundo ciclo de injeção de emulsão seguido pela injeção de água até um novo valor do fator de recuperação constante ser atingido em torno de 70 %. Um terceiro ciclo de injeção de emulsões elevou o fator de recuperação de óleo até aproximadamente 75 %. Este aumento substancial no fator de recuperação só ocorre quando a injeção é feita com emulsões com tamanho médio de gotas maior que o tamanho médio dos poros e capilares da amostra rochosa. Núñez [5] injetou os fluidos a uma vazão constante e registrou a pressão na entrada da rocha. A variação da pressão com o volume de fluido injetado é representada pela linha azul com círculos na Fig. (1.1), observa-se um aumento temporal significativo da pressão na entrada quando injetado a emulsão na amostra de rocha porosa, logo, a pressão diminui para um valor relativamente maior acima do valor da pressão obtida quando injetado água.

A injeção de emulsões óleo-em-água apesar de não ser totalmente desenvolvida, já foi testada com relativo sucesso em alguns campos (Bragg [6]). O mecanismo pelo qual a injeção de emulsões torna mais eficiente a recuperação de petróleo, não é perfeitamente conhecido. Uma das hipóteses aceitas é que as gotículas da fase dispersa podem se aglomerar (ou aglutinar) e bloquear parcialmente a passagem do fluido pelos poros da formação rochosa do reservatório. Este regime de escoamento pode ser utilizado para controlar a mobilidade do líquido injetado, onde emulsões projetadas adequadamente poderiam ser injetadas com o objetivo de bloquear a passagem da água por poros já varridos anteriormente. Desta forma, existe uma grande necessidade do melhor entendimento da dinâmica de emulsões em meios porosos. Caso se prove tecni-

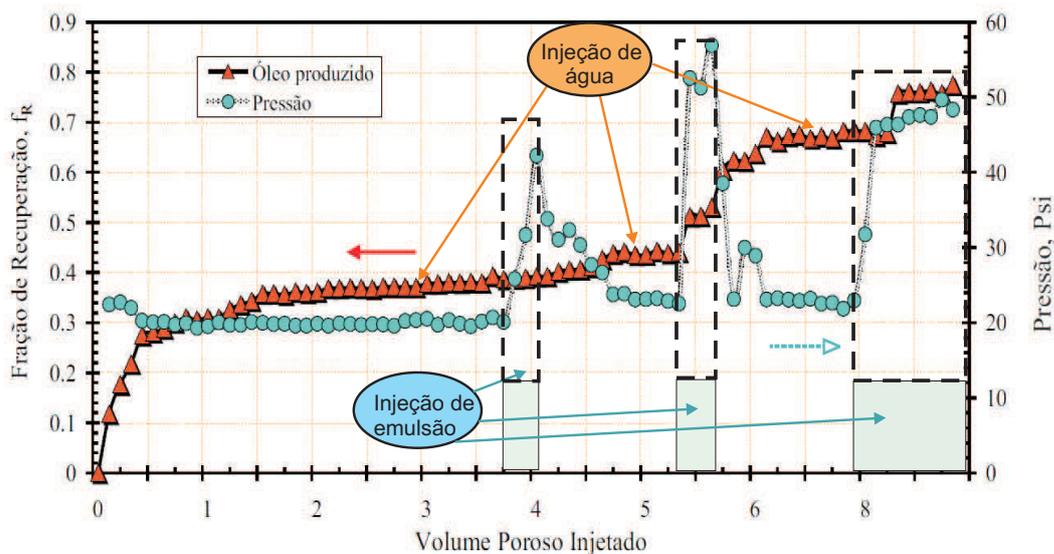


Figura 1.1: Resultados experimentais da injeção alternada de água e emulsão óleo-em-água numa rocha porosa, obtido por Núñez [5].

camente viável, a injeção de emulsões poderia representar uma vantagem frente à injeção de polímeros quando considerados os custos envolvidos na aplicação. O custo de produção de emulsões seria bem menor do que o custo de produção das soluções poliméricas, e num cenário onde a formulação utilizada para a emulsão não danifique a formação produtora, o problema de interação rocha-fluido também seria minimizado.

## 1.2 Processos de recuperação de Petróleo

Durante a vida produtiva de um reservatório, diferentes processos de recuperação de petróleo são usados com o objetivo de aumentar a eficiência de produção. De um modo geral, os processos de recuperação são divididos em primário, secundário e recuperação avançada de óleo (EOR) (Green e Willihite [7]). Atualmente, estes processos podem ser aplicados fora da seqüência mencionada, como será comentado mais adiante. A seguir é apresentada uma breve descrição dos processos de recuperação de petróleo.

### 1.2.1 Processo de recuperação primária

Na maioria de vezes, inicialmente o petróleo é levado até a superfície aproveitando a própria energia natural existente no reservatório. De um modo geral, o óleo é produzido devido à decompressão que causa à expansão dos fluidos contidos no reservatório, a contração do volume poroso e o deslocamento

de um fluido por outro fluido, como por exemplo, a invasão da zona de óleo pela água de um aquífero. Porém, com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente. Geralmente, apenas um quinto até um terço do óleo original é recuperado durante a produção primária, mais em alguns casos a recuperação pode ser tão baixa quanto 2 %. O processo pelo qual uma quantidade adicional de óleo é produzida por suplementação da energia primária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente é chamada de recuperação secundária.

### 1.2.2

#### Processo de recuperação Secundária

Quando as operações de recuperação secundária começam antes de terminar a fase de produção primária, elas são muitas vezes chamadas de operações de manutenção de pressão. Atualmente a grande maioria dos sistemas de recuperação secundária é implantada tão cedo quanto possível na vida do reservatório para ajudar a manter a pressão e para preencher o espaço poroso deixado pelos fluidos produzidos (Rosa *et al.* [8]).

O principal método de recuperação secundária é a injeção de água, que possui diversas vantagens sobre outros mecanismos de recuperação secundária. A água é barata para se obter e para se injetar, e funciona bem no deslocamento do óleo de um reservatório. A injeção de água foi primeiramente utilizada há mais de 100 anos, mas somente a partir dos anos 1950 é que ganhou notoriedade, quando as aplicações práticas de campo aumentaram rapidamente. A aplicação da injeção de água é responsável por mais da metade da produção de óleo no mundo, porém este processo assim como a injeção de outros fluidos possui uma eficiência de varredura do reservatório limitada geralmente devido a três aspectos principais, (I) Existência de uma grande diferença de viscosidades entre o óleo e o fluido injetado, (II) Elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado, e (III) Heterogeneidade do espaço poroso do reservatório.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente aos poços de produção. No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do espaço poroso fica bastante reduzida devido a altos valores de diferença de pressão entre as fases, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.

Os diferentes métodos de recuperação avançada de petróleo geralmente envolvem a injeção de algum tipo de fluido no reservatório. O fluido injetado e os processos de injeção suplementam a energia natural (primária) presente no reservatório para deslocar o óleo na direção dos poços produtores. Além disso, os fluidos injetados interagem com o sistema rocha/óleo no reservatório, criando condições favoráveis para o escoamento. Estas interações podem, por exemplo, resultar na diminuição da tensão interfacial, na redução da viscosidade do óleo, na modificação da molhabilidade, ou um favorável comportamento de fase. As interações são atribuídas a mecanismos físicos e químicos e à injeção ou produção de energia térmica.

### 1.2.3

#### Processo de recuperação avançada de óleo

Os métodos de recuperação avançada de petróleo com frequência envolvem a injeção de mais de um fluido. Num caso típico, um volume relativamente menor de uma substância química cara é injetada para mobilizar o óleo. Este primeiro banco injetado é deslocado por um grande volume de outro fluido mais barato. A finalidade da segunda injeção é deslocar eficientemente o primeiro banco químico injetado com a menor deterioração possível. Em alguns casos, fluidos adicionais com menor custo unitário são injetados depois da segunda injeção para reduzir os custos. No caso da injeção múltipla de fluidos, todos os fluidos injetados são considerados parte do processo de recuperação avançada de petróleo “Enhanced Oil Recovery (EOR)”, mesmo sendo água ou gás seco o último dos fluidos injetados unicamente com a finalidade de deslocar volumetricamente os fluidos injetados no início do processo.

Os diferentes processos de recuperação avançada de petróleo, conforme proposto por Satter e Thakur [9] é mostrado na Fig. (1.2) e sub agrupados da seguinte forma: (I) Métodos miscíveis como a injeção de  $CO_2$ , gás natural ou nitrogênio; (II) Métodos térmicos como a injeção de água quente, injeção cíclica de vapor ou combustão in-situ; e (III) Métodos químicos como a injeção de tensoativos, solução alcalina, polímeros, emulsões e outros como os Microbiológicos (Bactérias). Todos procurando um processo de recuperação economicamente viável.

Um exemplo bastante conhecido, onde a seqüência de recuperação de petróleo mencionada anteriormente não é respeitada, é a produção de óleos pesados na maior parte do mundo. Se o óleo é suficientemente viscoso, este não escoará pela influência da energia primária com vazões economicamente rentáveis, sendo assim a recuperação primária não é recomendável. Para tais reservatórios, a injeção de água pode não ser aplicável devido a alta razão

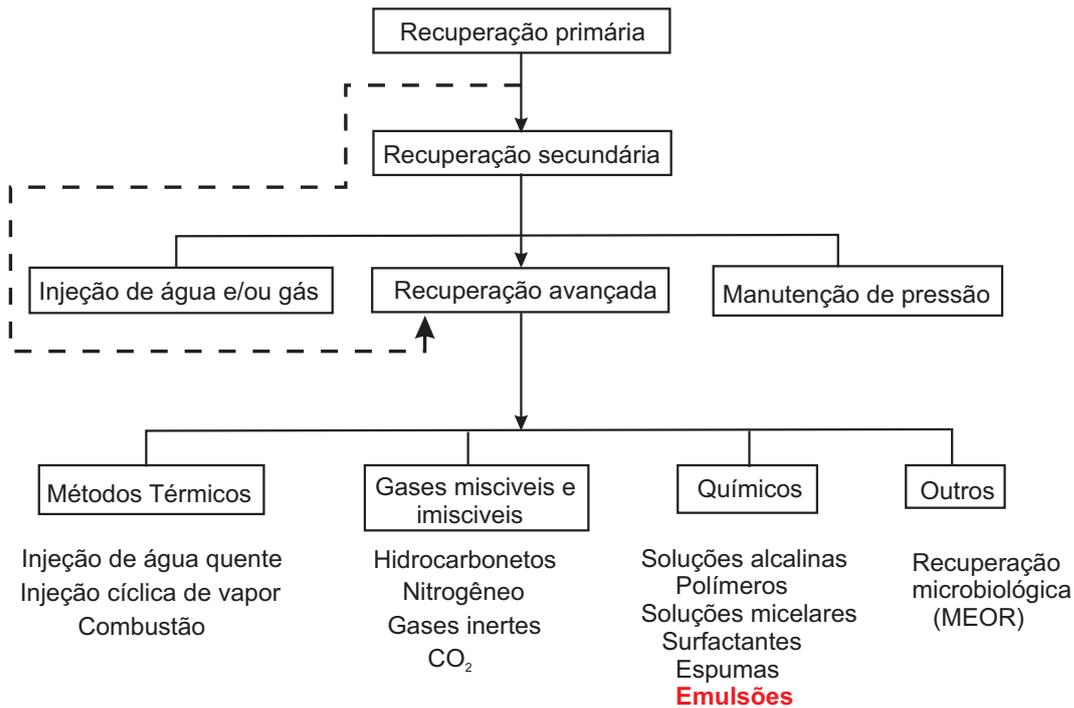


Figura 1.2: Processos de recuperação de petróleo (Satter e Thakur [9]).

de viscosidades. Nestes casos, a utilização de energia térmica seria o único caminho para recuperar uma quantidade significativa de óleo. Neste caso, um método normalmente considerado como um processo terciário, numa depleção cronológica, seria utilizado no início, e talvez como método de recuperação final. Em outras situações, os também chamados processos terciários seriam aplicados como operações secundárias no lugar da injeção de água. Esta ação seria promovida por fatores como a natureza do processo terciário, a disponibilidade dos fluidos a injetar e também por fatores econômicos. Por exemplo, se a injeção de água antes da aplicação de um processo terciário diminuirá a efetividade global, então a etapa de injeção de água pode ser deixada de lado.

Uma proposta que ainda é objeto de estudo como processo de recuperação avançada é a injeção de emulsões, como visto na Fig. (1.2). Nesse sentido, o objetivo de este trabalho é estudar o escoamento de emulsões através de um meio poroso e desenvolver um modelo que leve em conta a estrutura do espaço poroso e características da emulsão. A continuação define-se brevemente os tipos de emulsões, sua reologia e estabilidade.

### 1.3 Emulsões

Emulsão é um sistema líquido heterogêneo consistindo de dois líquidos imiscíveis com um dos líquidos intimamente disperso na forma de gotículas no outro líquido. É importante começar fazendo uma distinção entre macro-emulsões e micro-emulsões. Tempos atrás esta distinção não seria relevante, porém a grande quantidade de informação coletada nos últimos anos, a maioria relacionada com a recuperação melhorada de óleo, torna importante esta distinção. Uma **micro-emulsão** é um sistema heterogêneo, consistindo de pelo menos um líquido imiscível disperso em outro com tamanho de gota usualmente menor do que a longitude de onda da luz visível, e, conseqüentemente, as micro-emulsões são transparentes ou, pelo menos, translúcidas. Estas emulsões são estáveis, normalmente devido a utilização de uma mistura de agentes ativos de superfície. Uma **macro-emulsão** é um sistema heterogêneo, consistindo pelo menos de um líquido imiscível disperso em outro em forma de gotas, em geral, com diâmetros maiores a  $0,1 \mu\text{m}$ . Estes sistemas possuem uma estabilidade mínima, podendo melhorar com a adição de agentes ativos de superfície, como sólidos finamente divididos, entre outros. Algumas semelhanças e diferenças entre macro-emulsões e micro-emulsões são descritos por Becher [10].

No presente trabalho, em geral, entenda-se pela palavra emulsão a utilização de macro-emulsões óleo em água, já que em todos os casos o diâmetro de gota estará acima de  $0,1 \mu\text{m}$  e tendo sempre o óleo como fase dispersa. Em função da natureza das fases, as emulsões podem ser classificadas como: emulsão de óleo em água O/A, emulsão água em óleo A/O e emulsão múltipla de água em óleo dispersa em água (W/O)/W. A Fig. (1.3) mostra uma emulsão de óleo em água.

Emulsões podem ser obtidas mediante processos mecânicos de cisalhamento, processos físico-químicos ou outros mecanismos. Todos eles envolvem uma fase aquosa, uma fase oléica e um surfactante. As características finais da emulsão dependem da formulação físico-química do sistema, da intensidade e condições da agitação, da geometria do recipiente-agitador utilizado e da ordem em que os componentes são adicionados ao sistema.

#### 1.3.1 Reologia da emulsão

Uma revisão bibliográfica sobre a reologia das emulsões foi realizada por Barnes [12], concluindo que em termos qualitativos, os efeitos ocasionados por diferentes formulações, volume da fase dispersa, distribuição de tamanho de gotas e interação gota a gota, são variáveis bem compreendidas. Os principais

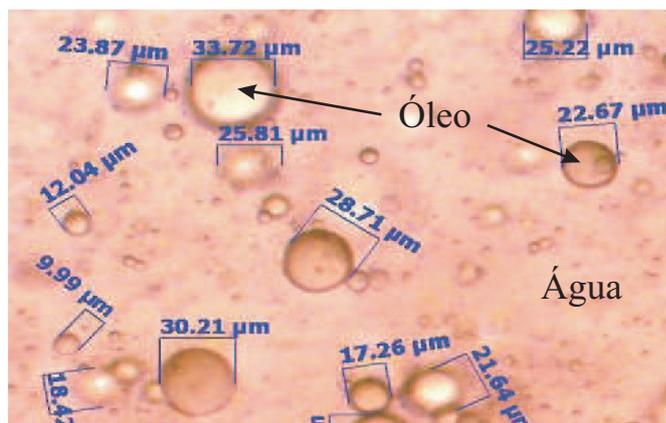


Figura 1.3: Emulsão óleo em água (Montalvo [11]).

parâmetros da qual a reologia da emulsão depende são: viscosidade da fase contínua, concentração da fase dispersa, distribuição do tamanho de gotas e da natureza e concentração do surfactante. Na maioria dos casos, as emulsões apresentam um comportamento não-Newtoniano, isto é, a viscosidade é uma função da taxa de cisalhamento; enquanto que um comportamento Newtoniano é associado geralmente a emulsões bem diluídas.

Alguns estudos tratam de representar a reologia da emulsão em função de variáveis controladas ou conhecidas. Pal [13] propôs uma correlação que considera os efeitos de índice de cisalhamento, tamanho médio de gota, distribuição de tamanhos de gota, viscosidade da fase contínua e dispersa, sobre a viscosidade da emulsão. Pal concluiu baseado nos dados experimentais, que a viscosidade da emulsão aumenta consideravelmente quando o tamanho de gotas decresce. Posteriormente, Pal [14, 15] estudou o comportamento viscoso de emulsões concentradas e emulsões múltiplas, respectivamente.

Atendimento da reologia de emulsão está se desenvolvendo rapidamente devido a pesquisas efetuadas envolvendo emulsões monodispersas. A uniformidade do tamanho das gotas facilita significativamente a comparação entre experimentos, teorias e simulações (Mason [16]). Talvez o mais importante seja chegar a compreender a reologia da polidispersidade através da combinação de diferentes emulsões monodispersas.

Um problema do estudo do escoamento de emulsões em meios porosos é que quando a escala da geometria do escoamento (poros) é semelhante à escala das gotas, o comportamento mecânico das emulsões não pode ser descrito somente por propriedades reológicas. O escoamento bifásico deve ser considerado.

### 1.3.2 Estabilidade de emulsões óleo em água

Entende-se por estabilidade de uma emulsão óleo em água a sua capacidade em manter sua configuração, tamanho de gota e distribuição, durante certo período de tempo. Isto depende, em parte, de uma série de fatores, tais como: tipo de surfactante, viscosidade, peso específico, concentração e a intensidade da agitação. As emulsões são normalmente instáveis, a não ser que um agente estabilizante ou emulsificante esteja presente. Os agentes emulsificantes são compostos que contém moléculas com afinidade tanto pela água como pelo óleo, ou seja, com grupos hidrofílicos e hidrofóbicos, respectivamente, os quais agem para eliminar a incompatibilidade água/óleo. O agente emulsificante, ou surfactante, atua reduzindo a tensão interfacial durante a formação da emulsão, favorecendo sua formação e evitando a coalescência das gotas da fase dispersa.

Quando o surfactante é adicionado num solvente em baixas concentrações, as moléculas de surfactante ficam dispersas na forma de monômeros, como é mostrado na Fig. (1.4). Na medida em que a concentração de surfactante é incrementada as moléculas tendem a se agrupar. Acima da concentração micelar crítica CMC, a adição de surfactante resulta na formação de micelas. A concentração de surfactante como monômeros acima da CMC essencialmente permanece constante. Pode-se dizer que a adição de surfactante acima da CMC resulta na formação de um número maior de micelas e relativamente nenhuma mudança na concentração de monômeros. Se o solvente for água, as micelas são formadas com a parte lipofílica (caudas) dirigida para dentro e a parte hidrofílica (cabeças) para fora. Neste caso, a água seria a fase continua como é mostrado na Fig. (1.3).

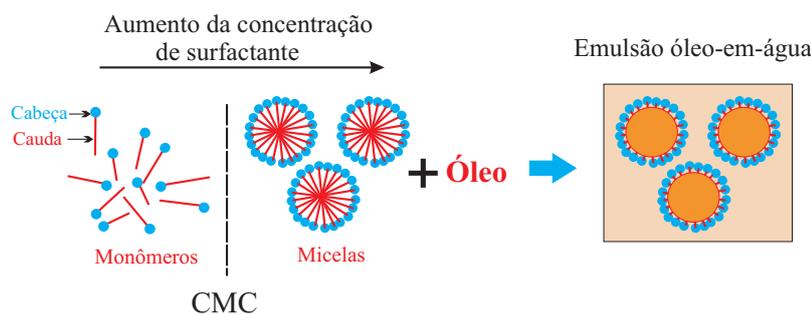


Figura 1.4: Representação esquemática da formação de micelas de surfactante ao redor de uma gota de óleo.

No presente trabalho utilizaremos Lauril Sulfato de Sódio como surfactante, também conhecido como Dodecil Sulfato de Sódio. Na Fig. (1.5) podemos ver como as propriedades mudam dentro de uma pequena faixa de con-

centração de surfactante, ao redor da CMC. Pode-se observar que depois da CMC a tensão interfacial permanece quase constante.

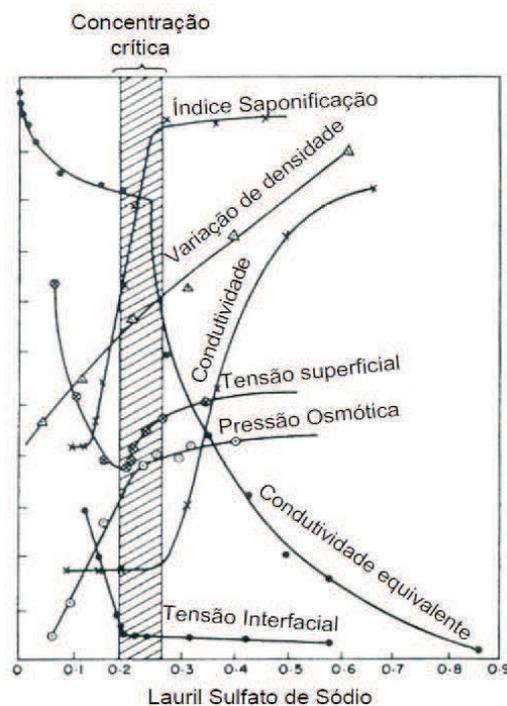


Figura 1.5: Dependência das propriedades do surfactante Lauril Sulfato de Sódio respeito à Concentração Micelar Crítica (CMC) (Becher [10]).

## 1.4

### Revisão bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma revisão bibliográfica de alguns trabalhos sobre: o escoamento de emulsões através de meios porosos, o escoamento de emulsões através de capilares, e modelos de redes de capilares. Estes trabalhos serviram de base e motivação para conseguir estudar o escoamento de emulsões através de um meio poroso e desenvolver um modelo que leve em conta a estrutura do espaço poroso e características da emulsão.

#### 1.4.1

##### Escoamento de emulsões em meios porosos

A seguir descreve-se brevemente em sequência cronológica o trabalho realizado por diferentes pesquisadores, na área de escoamento de emulsões em meios porosos.

Cartmill e Dickey [17] pesquisaram os mecanismos de migração de óleo através de arenitos de reservatórios. Eles realizaram experimentos injetando emulsões estáveis de óleo em água através de pacotes com esferas de vidro tendo

diferentes zonas de permeabilidade em serie. Considerável quantidade de gotas de óleo foi retida na junção entre duas zonas de permeabilidades diferentes, com máxima retenção destas gotas em zonas de menor permeabilidade. Reduções significativas de permeabilidade são também encontradas. Por exemplo, uma redução de 80 % foi detectado para gotas com diâmetro de  $1 \mu\text{m}$  escoando numa zona com  $5 \mu\text{m}^2$ , colado entre duas regiões de  $53 \mu\text{m}^2$ .

McAuliffe [1] conduziu estudos de laboratório para demonstrar que a emulsão óleo em água pode ser usada como um agente de tamponamento ou bloqueio seletivo para melhorar a recuperação de óleo. Conclusões importantes são comentadas a seguir. Emulsões de óleo em água podem efetivamente reduzir a permeabilidade da água em amostras de arenito se a permeabilidade inicial da água é menor que  $2 D$  (permeabilidade alta em amostras de arenito fabricado). Uma permanente redução de permeabilidade causada por injeção de emulsão é mantida ainda quando a emulsão é seguida de muitos volumes de água. O fluxo de emulsões através de um meio poroso tem um comportamento “pseudo não-Newtoniano”, embora a reologia da emulsão injetada fosse a Newtoniana. Experimentos com rochas de diferentes permeabilidades montados em paralelo, mostram o efeito na permeabilidade; a emulsão óleo em água reduz proporcionalmente a permeabilidade em rochas de alta permeabilidade mais que em rochas de baixa permeabilidade. Finalmente, o autor observou que emulsões de óleo-em-água deslocam o óleo presente na amostra de arenito mais eficientemente do que na injeção de água. McAuliffe sugeriu também que para uma emulsão ser mais eficiente, o diâmetro das gotas de óleo na emulsão deveria ser ligeiramente maior que o diâmetro da constricção poro-capilar no meio poroso.

Devereux [18] propôs um modelo de retardo de gotas, baseado no mecanismo postulado por McAuliffe [1], para descrever o fluxo de uma emulsão estável óleo-em-água num meio poroso incluindo efeitos capilares. Ele injetou a emulsão, num meio que inicialmente estava saturado com a fase continua da emulsão, e relacionou, matematicamente, o volume total da emulsão injetada com o tempo, considerando três parâmetros experimentais: fluxo constante da fase continua e da fase dispersa, e o número de capilaridade. As relações propostas foram comparadas com resultados de estudos experimentais de injeção de emulsões óleo em água em arenitos (Devereux [19]), os quais foram realizados para diferentes concentrações da emulsão e gradientes de pressão. As comparações mostram que a relação proposta por Devereux descreve fielmente os resultados experimentais, exceto para emulsões com elevada concentração e baixos gradientes de pressão, situações em que o fator de capilaridade é dominante.

Alvarado e Marsden [20] estudaram experimentalmente o fluxo de emulsões óleo-em-água através de meios porosos e tubos capilares, ambos os casos mostraram o mesmo comportamento reológico. Seus resultados mostram que emulsões com concentrações menores do que 40% comportam-se como um fluido Newtoniano, enquanto que fluidos com concentrações maiores apresentam um comportamento pseudo-plástico. Um modelo para descrever a viscosidade foi desenvolvido, sendo limitado à descrição de um fluxo de emulsões de alta concentração com índice pequeno entre tamanhos de gotas e tamanho de poros. Eles observaram o processo de escoamento de emulsões como o de uma fase contínua, onde apenas o tamanho das gotas influencia na viscosidade média da emulsão.

Soo e Radke [21] estudaram o mecanismo de fluxo da emulsão óleo-em-água dissolvida e estável através de um meio poroso. Observações foram estabelecidas através de análise experimental da concentração da emulsão e registros de permeabilidade transiente. Os autores sugerem que o mecanismo de captura de gotas é fisicamente muito similar ao processo de filtração. Quando a emulsão O/A é injetada num meio poroso, gotas de óleo são retidas nos poros diminuindo a permeabilidade da formação produtora. As gotas não bloqueiam somente os poros e capilares de menores tamanhos, eles também são capturados pelas paredes dos poros e fissuras. A probabilidade de captura das gotas aumenta na medida em que estas apresentam maiores diâmetros. Dois fatores determinam a redução de permeabilidade total: (i) o volume de gotas retidas; para um mesmo volume retido as gotas pequenas são mais eficientes na restrição ao fluxo; e (ii) a efetividade com que estas gotas são retidas; este caso é mais eficiente em sistemas com relação de diâmetro de gotas e capilares maiores do que 0,2.

Um estudo teórico do efeito da velocidade da emulsão através de meios porosos foi também estudado por Soo e Radke [22]. Eles observaram que o escoamento de emulsões óleo-em-água apresentam um comportamento pseudo-plástico para um número de capilaridade igual ou maior a  $10^{-4}$ , valor na qual a queda de pressão é forte o suficiente para deformar a gota e forçá-la a escoar através da constrição no corpo de poro. Resultados das simulações para alguns casos experimentais obtidos por Soo e Radke [21] confirmaram a análise teórico em que para baixos números de capilaridade o escoamento de emulsões é uma função suave da velocidade.

Soo e Radke [23] apresentaram um modelo simplificado de filtração que descreve o fluxo de emulsões dissolvidas e estáveis em meios porosos não consolidados. No modelo, as gotas da emulsão são capturadas nos poros pela ação da tensão interfacial e por interceptação, reduzindo assim a permeabilidade

total. O comportamento do escoamento transiente é caracterizado por três parâmetros: um coeficiente de filtração que controla a facilidade de penetração da emulsão no meio, um parâmetro de redistribuição de fluxo e um parâmetro de restrição de fluxo que descreve a eficácia de gotas retidas em reduzir a permeabilidade. A teoria proposta foi testada quantitativamente por Soo *et al.* [24], onde foi demonstrado como os parâmetros do modelo de filtração podem ser estimados. A comparação foi feita entre a teoria e os dados da permeabilidade transitória e a concentração para emulsões diluídas. A teoria da filtração representa com sucesso os dados experimentais, permitindo a avaliação correta dos parâmetros teóricos. Os procedimentos são descritos para o cálculo *a priori* dos parâmetros de filtração, partindo do conhecimento do tamanho da gota e das distribuições do tamanho de poro e do tamanho de grão do meio poroso. Uma boa concordância foi conseguida entre os parâmetros experimentais determinados e seus valores estimados. Assim, o modelo de filtração proposto fornece uma ferramenta de confiança para prever o comportamento do escoamento da emulsão em meios porosos.

Thomas e Farouq-Ali [25] realizaram estudos experimentais para caracterizar o escoamento de emulsões óleo-em-água e água-em-óleo através de meios porosos. Estas emulsões foram preparadas para escoar através de um meio poroso que possui uma distribuição de tamanho dos poros conhecido. Eles concluíram que a mobilidade da emulsão óleo-em-água é fortemente dependente da distribuição do tamanho das gotas da emulsão, natureza e reologia para uma dada distribuição de tamanho de poros. Retenção de gotas de óleo ocorre nos poros, mas estas gotas podem ser deslocadas por um aumento no gradiente de pressão.

Khambharatana [26] fez um estudo numérico e experimental sobre o transporte de emulsões num meio poroso. Numerosas experiências foram conduzidas para observar os mecanismos físicos que ocorrem durante o escoamento de emulsões estáveis através de meios porosos. Ele observou que o mecanismo de captura de gotas, descrito por Soo e Radke [23], é governado por um processo de filtração. Eles também desenvolveram um simulador trifásico de injeção de emulsão, incorporando vários modelos de propriedades físicas predizendo assim o histórico de produção com uma tendência similar ao observado experimentalmente. Seu melhor resultado foi obtido utilizando um modelo reológico multifásico não-Newtoniano, acoplado com um modelo de permeabilidade relativa, considerando efeitos de tensão superficial e um modelo de captura de gotas dependente do tempo. Um modelo de filtração aperfeiçoado para descrever a captura de gotas da emulsão num meio poroso, para ambas as emulsões óleo-em-água e água-em-óleo com diferentes índices entre tamanho médio de

gota e tamanho médio de poro, foi desenvolvido por Khambharatana e Thomas [4].

### 1.4.2

#### Escoamento de emulsões em capilares

A execução de experimentos para o escoamento de emulsões em capilares representa um desafio devido à escala envolvida e ao nível de precisão requerida para o registro das propriedades físicas. Porém, este estudo pode trazer importantes informações do escoamento na escala de poros. Cobos *et al.* [3] desenvolveram um estudo teórico/experimental do fluxo de emulsões óleo em água através de um capilar com constrição. O efeito da relação entre o raio das gotas da fase dispersa (óleo) e o raio da constrição do capilar utilizado foi analisado. Eles concluíram que a queda de pressão no escoamento de uma emulsão com gotas maiores que a garganta do capilar é função da tensão interfacial, da vazão e da razão entre o tamanho da gota e da garganta do capilar. Também foi observado que para gotas menores que o capilar, a queda de pressão é uma função linear da vazão. Continuando com esta linha de pesquisa, um estudo experimental similar foi realizado por Montalvo [11]. Ele concluiu que a mobilidade da emulsão decresce com o aumento da concentração da fase dispersa, e que para ocorrer o escoamento de emulsões através de capilares com menor diâmetro, é preciso um gradiente de pressão elevado.

Estudos experimentais de uma única gota imersa num fluido escoando através de um tubo capilar com diâmetro variando periodicamente foi apresentado por Olbricht e Leal [27]. A pressão oscila devido a passagem da gota através do capilar convergente-divergente. Cada oscilação corresponde ao momento em que a gota atravessa a constrição. Os resultados foram analisados para dois regimes: (i) para baixo número de capilaridade; a análise é restrita a gotas com viscosidade menor que a fase continua. Oscilações de pressão foram registradas quando o tamanho de gota foi da mesma ordem de tamanho que a constrição do capilar; (ii) para alto número de capilaridade; análises foram efetuados para gotas com maior e menor viscosidade que a fase continua. As oscilações de pressão foram mínimas, mas em compensação uma forte dependência da pressão com o índice de viscosidade entre a fase continua e a gota foi observada.

### 1.4.3

#### Modelos de redes de capilares

Uma melhor descrição do escoamento na escala de poro leva a modelos mais precisos na escala macro. Uma forma de fazer esta mudança de escala é

através de modelos de rede de capilares. Os modelos de rede que representam o espaço poroso foram evoluindo com a necessidade de ter uma melhor representação das propriedades na escala de poros. Muitos trabalhos utilizaram inicialmente conjuntos de capilares em paralelo e empacotamento de esferas para representar o espaço poroso real. Um cubo foi assumido para descrever o espaço poroso representado por poros conectados por capilares, onde as dimensões são assinadas de forma randômica a partir de uma função de distribuição de tamanhos (Mani e Mohanty [28]). Os poros no cubo são assumidos como estando conectados com seis poros (Fenwick e Blunt [29]). Com o objetivo de visualizar e compreender os diferentes processos de deslocamentos de fluidos que ocorrem num meio poroso o espaço poroso tem sido representado por uma rede de capilares formando uma estrutura ou plano bidimensional (Aker *et al.* [30]).

Siqueira [31] Construiu um modelo de rede cúbica regular de nós (poros) e ligações (gargantas) a partir de técnicas de análise de imagens e da reconstrução estocástica virtual de meios porosos obtendo algumas características morfológicas (distribuições de tamanhos de poros e gargantas) e topológicas (interconectividade da estrutura porosa) do meio. Ele destacou os efeitos da interconectividade dos poros e da forma de suas gargantas para a modelagem do escoamento de fluidos particulados em meios porosos.

O avanço da tecnologia de visualização na escala micro (escala de poro) proporcionou a modelagem da geometria real do espaço poroso através de uma representação tridimensional de redes de capilares. Recentemente, têm sido publicados alguns trabalhos interessantes relatando a obtenção das características morfo-topológicas tridimensionais de meios porosos a partir de propriedades espaciais obtidas em superfícies de seções finas (lâminas delgadas). Com o auxílio de microscópios eletrônicos de varredura ou ópticos, tais superfícies são percorridas e sua geometria porosa é registrada em imagens digitalizadas, sobre as quais são aplicadas técnicas de processamento de imagens capazes de gerar estruturas porosas tridimensionais virtuais com propriedades estatísticas determinadas, idênticas às observadas no meio real. Øren e Bakke [32–34] apresentaram um método baseado num processo para reconstrução tridimensional de uma mostra porosa a partir da informação obtida das imagens bidimensionais de seções delgadas. A microestrutura reconstruída foi transformada em uma rede topologicamente equivalente que foi usada diretamente como a entrada de dados para um modelo da rede, como esquematizado na Fig. (1.6).

Esta melhor descrição do espaço poroso permite uma maior precisão de resultados obtidos utilizando modelos de rede. O espaço poroso da amostra de rocha reconstruída a partir de imagens, como mostrado na Fig. (1.6-a), é

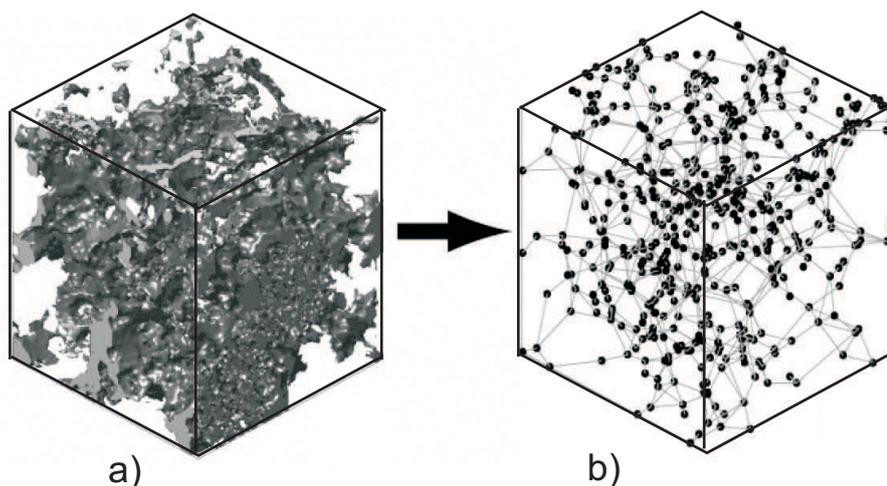


Figura 1.6: Representação de uma rocha por um modelo de rede tridimensional de capilares (Oren e Bakke[34]).

representado por uma rede tridimensional de poros conectados por capilares, como mostrado na Fig. (1.6-b), onde os capilares e poros possuem seções transversais circulares, retangulares e triangulares. Além de isso, um poro pode estar conectado com outro ou outros poros na rede, representando melhor a estrutura porosa real.

## 1.5 Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar o escoamento de emulsões através de um meio poroso e desenvolver um modelo que leve em conta a estrutura do espaço poroso e características da emulsão. Espera-se que este modelo possa ser usado para explicar o aumento do fator de recuperação de óleo obtido através da injeção de emulsões em alguns casos da literatura.

Dados obtidos anteriormente no grupo da PUC-Rio descrevendo o escoamento de emulsões através de um capilar com garganta foram utilizados no desenvolvimento de modelos de rede de capilares estacionário e dinâmico.

O desenvolvimento do trabalho foi feito seguindo as seguintes etapas:

1. Análise experimental do escoamento de emulsões através de meios porosos. Estes resultados foram usados como base de comparação para os resultados obtidos como o modelo.
2. Modelo de rede de capilares em regime permanente para estudar o escoamento de emulsões em meios porosos.
3. Modelo de rede de capilares dinâmico para estudar o deslocamento de óleo através da injeção de emulsões.

## 1.6

### Roteiro da tese

O trabalho está dividido em 5 capítulos. No capítulo 1 foi apresentado a introdução, motivação e objetivos da pesquisa. O capítulo 2 descreve a parte experimental desta tese. A bancada e o procedimento experimental de obtenção de dados são descritos. O procedimento experimental envolve a preparação e caracterização das emulsões utilizadas e a realização da injeção de emulsões óleo-em-água em duas amostras rochosas de diferentes permeabilidades. No capítulo 3 descreve-se um modelo de rede tridimensional formado por capilares conectados a poros com seções transversais irregulares e topologia equivalente a uma estrutura porosa real de um arenito Berea. O capítulo também mostra a comparação dos resultados da simulação numérica utilizando o modelo de rede desenvolvido com dados experimentais da literatura para escoamento monofásico não-Newtoniano e escoamento bifásico Newtoniano em regime quasi-estático. O objetivo desta comparação é validar o modelo e código desenvolvidos. O capítulo 4 descreve a formulação matemática que representa o escoamento de emulsões óleo-em-água num capilar com constricção considerando *(i)* a relação do tamanho de gota com o tamanho do capilar ou poro e, *(ii)* a vazão (número de capilaridade) com que a emulsão é injetada. A extensão desta formulação, para o modelo de rede e os resultados obtidos para diferentes parâmetros são analisados. Neste capítulo também é apresentada a comparação dos resultados numéricos, usando a formulação matemática proposta, com os dados experimentais para o caso de um escoamento de emulsões através de um meio poroso descrito no capítulo 2. A extensão da formulação matemática proposta no capítulo 4 para o caso dinâmico é apresentada no capítulo 5 para simular o escoamento bifásico emulsão-óleo “caso embebição” através de um meio poroso inicialmente saturado por óleo. O capítulo 6 apresenta as conclusões, comentários finais e recomendações para trabalhos futuros.