

1

Introdução

1.1

Produção de óleo

A produção de petróleo é iniciada, na maioria das vezes, aproveitando a energia natural ou primária existente no reservatório, que causa o deslocamento dos fluidos presentes uma vez aberto o poço produtor. De um modo geral o óleo é produzido devido à descompressão que causa à expansão dos fluidos contidos no reservatório (ver Fig. 1.1), 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. Esta fase de produção é a etapa de produção primária de petróleo. 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%.

Para incrementar a energia do reservatório injeta-se geralmente água ou gás através de poços de injeção. No caso da injeção de gás, a injeção é feita na capa de gás para manter ou aumentar a pressão do reservatório e

expandir-a na área onde se encontra o petróleo para causar um deslocamento imiscível. Porém, de uma forma geral, o deslocamento pela injeção imiscível de gás é menos eficiente que a injeção de água, sendo poucas vezes usado como processo de recuperação secundária [1]. A injeção de água permite, por sua vez, preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos e fazer a varredura do petróleo até os poços de produção, continuando com a recuperação de hidrocarbonetos a vazões econômicas. Este é o método mais conhecido entre os métodos de recuperação secundária, e ainda assim, depois de uma invasão eficiente com água, mais de 50% do petróleo original no reservatório não é produzido.

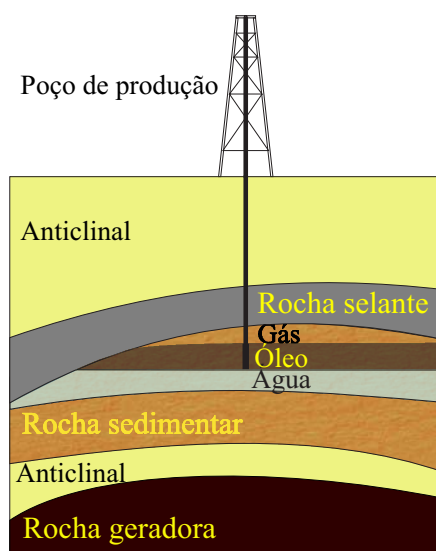


Figura 1.1: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo.

Os métodos de recuperação secundária são uma boa alternativa na recuperação de óleo, mas, a sua eficiência é também limitada, geralmente devido a dois aspectos principais: a grande diferença de viscosidades que existe entre o óleo e o fluido injetado e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente através do meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção.

No caso de altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e deslocado, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões molhadas pelo fluido injetado.

Para melhorar a eficiência de recuperação do óleo se recorre aos métodos de recuperação avançada (ver Fig 1.2), anteriormente chamada da recuperação terciária. A Fig. 1.2 apresenta uma visão geral e esquemática dos diferentes processos de recuperação de petróleo, conforme proposto por Satter e Thakur [2].

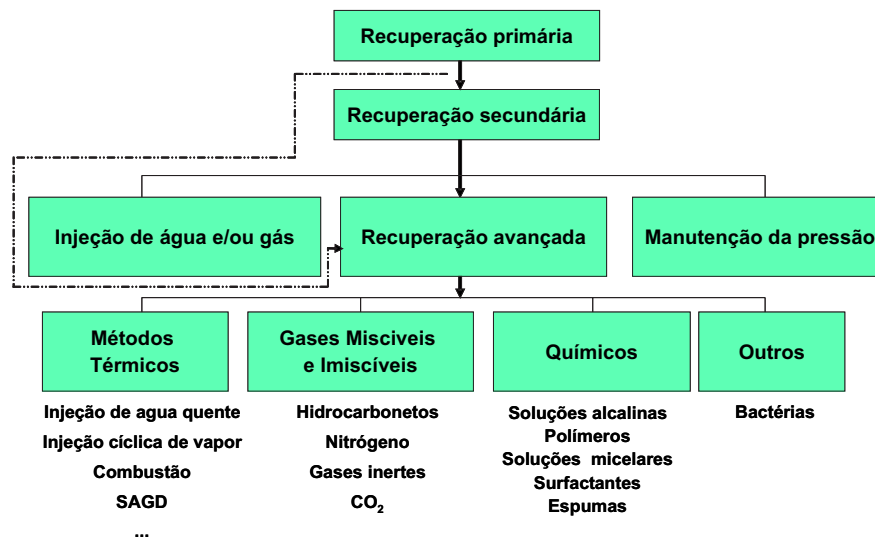


Figura 1.2: Diferentes processos de recuperação de petróleo.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em vários tipos:

Imiscíveis como a injeção de água e/ou gás; **miscíveis** como a injeção de CO_2 , gás natural ou nitrogênio; **térmicos** como a injeção de água quente, a injeção cíclica ou contínua de vapor, combustão *in situ* e drenagem gravitacional por injeção de vapor (SAGD); **químicos** como injeção de tensoativos, soluções alcalinas, polímeros, soluções micelares, espumas; **outros** como os microbiológicos (Bactérias).

Outro conceito associado à recuperação de petróleo é conhecido como IOR (“Improved Oil Recovery”) e é relacionado às medidas que são tomadas durante as etapas de recuperação primária e secundária para incrementar a recuperação de petróleo, tais como a injeção de gel, arquitetura avançada de poços, entre outros. [3].

Quando usados os métodos químicos, os mecanismos de recuperação avançada envolvem as mudanças da razão de mobilidade, a mudança da eficiência de varredura vertical ou horizontal, ou a mudança do número de capilaridade. A razão de mobilidades é definida como a razão entre a mobilidade do fluido deslocante e aquela do fluido deslocado. Entre os métodos químicos, a injeção de polímeros, por exemplo, melhora a razão de mobilidade, visto que a viscosidade do fluido deslocante (água mais polímeros) é aumentada, resultando assim numa melhora da eficiência de varredura no reservatório. Porém, os polímeros a serem adicionados são a maioria das vezes de alto custo, e as quantidades necessárias de forma geral são bastante grandes, o que torna este tipo processos altamente custosos.

A recuperação de óleo também é bastante afetada pela heterogeneidade do reservatório, isto é, pelas altas variações da permeabilidade do meio poroso. Regiões de alta permeabilidade entre poços de injeção e poços de

produção permitem que grande parte do fluido de injeção canalize rapidamente até os poços de produção, deixando óleo estagnado em regiões de baixa permeabilidade.

Uma proposta que ainda é objeto de estudo como processo de recuperação avançada é a injeção de emulsões. A tecnologia de injeção de emulsões como um método químico alternativo na recuperação de campos de petróleo não é totalmente desenvolvida, mas já foi testada com sucesso em alguns campos [4]. A primeira evidência aparente que se tem sob o uso prático de emulsões para a recuperação de petróleo é apresentada por McAuliffe [5], quem mostrou que através da injeção de emulsões é possível obter uma melhora da eficiência de varredura quando comparado com a injeção de água em reservatórios heterogêneos. De acordo com McAuliffe, a emulsão uma vez injetada diminui a permeabilidade efetiva das zonas de alta permeabilidade já varridas, através do bloqueio dos poros. Assim, as zonas com grandes quantidades de petróleo remanescente, nas áreas de baixas permeabilidades não varridas, conseguem ser atingidas pelo processo de varredura.

A injeção de emulsões poderia representar uma vantagem frente à injeção de polímeros quando considerados os custos envolvidos na aplicação e num cenário onde a formulação usada para a emulsão não represente um dano à formação do reservatório. Os cenários que podem ser avaliados envolvem a injeção da emulsão nas zonas adjacentes do poço produtor para evitar a invasão de água no poço produtor, ou o uso de emulsões o suficientemente bem especificadas para ser injetadas de forma contínua formando uma frente de varredura uniforme, para o deslocamento do petróleo no re-

servatório. Neste último caso poder-se-ia aproveitar por um lado o seu uso como mecanismo de bloqueio para os canais de alta permeabilidade no reservatório e aproveitar numa outra etapa a alta viscosidade da emulsão para o deslocamento uniforme do petróleo.

Um dos grandes desafios que envolveria o desenvolvimento tecnológico do processo de injeção de emulsões num reservatório está relacionado com a falta de conhecimento fundamental de como as emulsões escoam e bloqueiam um meio poroso em função das variáveis de operação, das características geométricas dos poros e as propriedades das emulsões. Para a simulação do processo de injeção de emulsões, é fundamental conhecer a relação entre a vazão e o gradiente de pressão em função de variáveis como a viscosidade da emulsão e a relação entre o diâmetro médio das gotas/diâmetro médio dos poros. Diversos mecanismos podem ocorrer na passagem da emulsão através do meio poroso. Desta forma, desde o ponto de vista experimental o escopo desta tese envolve a visualização do escoamento na escala de poros, assim como o monitoramento do tipo de resposta obtida em função dos parâmetros mencionados, o qual é considerado como um passo fundamental para o estabelecimento de um modelo adequado para o escoamento das emulsões em um meio poroso.

1.2 Dispersões

Uma dispersão é um sistema de duas fases no qual uma fase encontra-se dispersa em uma segunda fase, chamada de contínua. Existem diferentes tipos de dispersões que podem ser produzidas tendo um líquido como fase

continua, de acordo com os componentes da fase dispersa: espumas (onde a fase dispersa é um gás), emulsões (onde a fase dispersa é um líquido) e suspensões (onde a fase dispersa é sólida). As dispersões também podem ser classificadas de acordo com as dimensões da fase dispersa (gotas, bolhas ou partículas), em soluções moleculares, coloidais e dispersões, conforme mostrado na Fig.1.3.

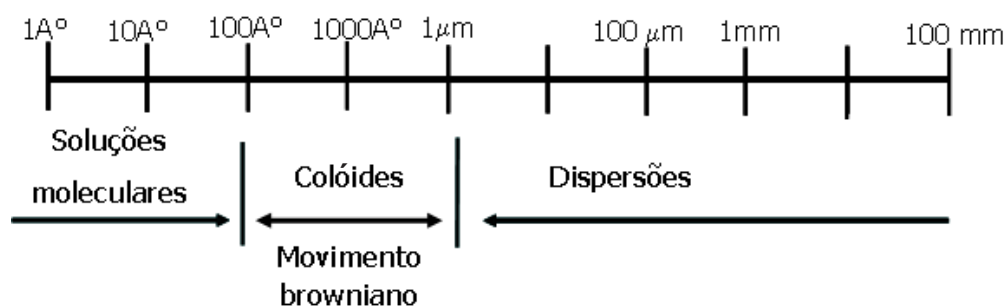


Figura 1.3: Classificação das dispersões segundo as dimensões da fase dispersa

1.2.1 Emulsões

As emulsões são sistemas de dois líquidos onde uma das fases encontra-se dispersa na forma de gotas dentro da outra. De forma geral, o sistema é estabilizado por um surfactante, que têm duas funções básicas: diminuir a tensão interfacial durante a formação da emulsão, favorecendo sua formação; e evitar a coalescência entre gotas de uma emulsão (Fig. 1.4). O surfactante é uma substância anfifílica, isto é, possui uma parte lipofílica, sendo de forma geral um radical hidrocarboneto, e uma parte hidrofílica ou polar, que na maioria das vezes é um grupo oxigenado. Em solução, depois uma certa concentração, chamada de concentração micelar crítica (CMC),

os surfactantes se associam na forma de micelas, devido ao fato que as interações de natureza hidrofóbica entre as moléculas de surfactante são maiores que as interações hidrofílicas surfactante/água. Acima da CMC, a tensão superficial permanece constante.

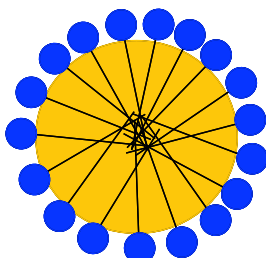


Figura 1.4: Representação esquemática de uma gota de óleo coberta por moléculas de surfactante.

Em função da natureza das fases, as emulsões podem ser classificadas (ver Fig 1.5) como:

- O/W: emulsão de óleo em água.
- W/O: emulsão de água em óleo.
- W/O/W: emulsão de água em óleo dispersa em água (múltipla).

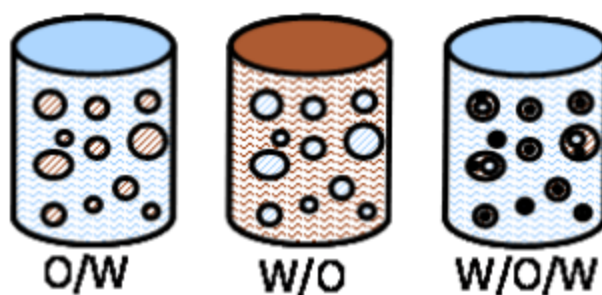


Figura 1.5: Tipos de emulsão

Emulsões podem ser obtidas através de processos mecânicos de cisalhamento ou escoamento submetido à extensão, mediante processos físico-químicos, ou outros diversos mecanismos envolvendo as fases aquosa, oléica

e o surfactante. A emulsão final obtida depende da formulação físico-química do sistema, e das condições de agitação, tais como a taxa de cisalhamento, geometria do sistema recipiente-agitador usada, o tempo de agitação, ou a ordem em que são adicionados os componentes do sistema.

A reologia de uma emulsão depende principalmente da: (a) viscosidade da fase externa; (b) concentração da fase interna; (c) distribuição de tamanho de gotas e (d) natureza e concentração do surfactante.

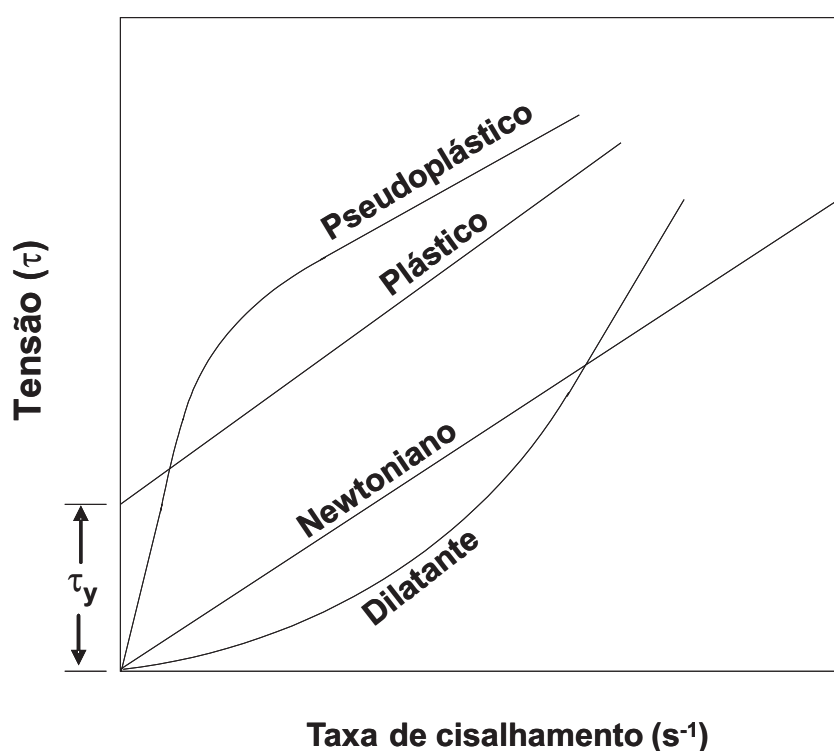


Figura 1.6: Tipos de escoamento exibidos por fluidos

Do ponto de vista reológico as emulsões podem apresentar diferentes tipos de respostas da viscosidade, quando submetidas a cisalhamento. O caso mais básico corresponde ao comportamento Newtoniano, associado geralmente a emulsões bem diluídas. Na maioria dos casos onde as emulsões são aplicadas, estas apresentam comportamento não-newtoniano (ver Fig. 1.6), a viscosidade é uma função da taxa de cisalhamento. Desta forma,

as emulsões podem apresentar um comportamento do tipo pseudo-plástico (“shear thinning”), onde a viscosidade decresce com o aumento da taxa de cisalhamento; ou podem apresentar um comportamento dilatante (“shear thickening”), onde a viscosidade aumenta com a taxa de cisalhamento. Emulsões também podem apresentar um comportamento viscoplástico (tipo Bingham). Nestes casos, a alta concentração da fase dispersa cria uma estrutura que só é destruída se a tensão aplicada for maior a um determinado valor crítico, conhecido como tensão limite de escoamento. As emulsões de alguns tipo de lamas de perfuração exibem este tipo de comportamento.

Em adição aos comportamentos anteriormente descritos, emulsões podem apresentar comportamentos tixotrópicos ou reopéticos, onde as propriedades do fluido não só dependem da taxa de cisalhamento, mas também do intervalo de tempo durante o qual a taxa de cisalhamento é aplicada. Nos líquidos tixotrópicos a viscosidade decresce com o tempo, e crescem com o tempo no caso de comportamento reopético. A Maionese é um exemplo de emulsão que pode exibir comportamento tixotrópico.

1.2.2

Escoamento de emulsões em capilares e meios porosos

Existe na literatura uma grande variedade de estudos sobre o escoamento de emulsões em meios porosos. A maioria dos estudos são focados no escoamento na escala macroscópica em um meio poroso para baixas velocidades do escoamento. Relativamente pouca atenção é dada para a observação do escoamento de emulsões concentradas e com tamanho das gotas na ordem do tamanho do poro na escala microscópica do poro ou mesmo

em um capilar com constrição; o qual seria a representação mais simples possível de uma garganta de poro. A seção 1.2.3 apresenta uma revisão geral dos trabalhos mais importantes que estudam o escoamento de emulsões em meios porosos. A seção 5.1, apresenta os trabalhos que têm sido realizados na área de escoamento de fluidos imiscíveis num capilar, particularmente para o escoamento de uma gota ou bolha.

1.2.3

Escoamento de emulsões em meios porosos

As emulsões podem ser encontradas em diversos processos de recuperação e produção de petróleo. Nos processos de recuperação terciária existem técnicas nas quais soluções com surfactante são injetadas para diminuir a tensão interfacial σ entre o óleo e água e assim mobilizar o petróleo remanescente no meio poroso. Mediante a injeção de soluções com surfactantes a tensão interfacial pode ser reduzida em 4 ordens de magnitude. Desta forma, o número capilaridade do escoamento no meio poroso, que durante a fase de recuperação secundária é da ordem de 10^{-5} pode chegar até 10^{-2} e assim mobilizar o óleo residual. Como consequência, muitas vezes nestes processos são formadas emulsões de óleo em água. O trabalho de Jansen, [6] menciona que números de capilaridade desta ordem ocorrem nas regiões periféricas dos poços com altos cortes de água.

O escoamento de uma emulsão num meio poroso depende de diversos fatores, como a distribuição de tamanho de gotas da emulsão, a velocidade do escoamento, a distribuição de tamanho de poros, a estabilidade da emulsão, e a razão de viscosidade das fases. Vários modelos descritos na

literatura assumem que o tamanho de gotas da emulsão é bem menor que o tamanho dos poros. O trabalho de Alvarado e Marsden [7] é um dos mais citados. De acordo com este modelo, o escoamento da emulsão pode ser modelado como uma fase contínua com uma viscosidade efetiva. No entanto, muitas das aplicações práticas, o tamanho de gotas da emulsão é da ordem do tamanho dos poros, limitando assim a aplicação deste modelo.

Por outra parte, trabalhos como o de Soo e Radke [8, 9] argumentam que de fato existe uma redução da permeabilidade do meio poroso durante o escoamento de emulsões e propõem a teoria de filtração, onde as gotas da emulsão são capturadas no meio poroso através de dois mecanismos de captura, chamados atração (*straining*) e interceptação (*interception*). No mecanismo de interceptação (*interception*) a gota da emulsão um pouco maior que a garganta poro flui até a garganta e fica obstruída no poro pelas forças capilares. Neste mecanismo é assumido, que quando não existe coalescência entre gotas, o poro fica obstruído permanentemente. A reentrada das gotas pode ocorrer devido a altos gradiente de pressão ou através da quebra da gota ou por rompimento das gotas. O mecanismo de atração (*straining*) é atribuído à captura de gotas na superfície da rocha devido a forças de atração tipo van der Waals. A reentrada de gotas pode ocorrer quando forças as repulsivas acabam sendo maiores que as forças de atração. O modelo de filtração de Soo e Radke [8] descreve assim a filtração de emulsões diluídas e estáveis em meios porosos não-consolidados.

O escoamento de emulsões em capilares têm sido pouco estudado. O trabalho de Alvarado D.A. e Marden S.S. [7] analisa o escoamento de emulsões através de capilares e meios porosos. Foram utilizadas geome-

trias de capilares retos com diâmetros internos entre $217\mu m$ e $775\mu m$. As emulsões analisadas apresentaram comportamento newtoniano e não-newtoniano e o diâmetro da fase interna era muito menor que o diâmetro dos capilares. Os testes mostraram que a queda de pressão varia linearmente com a vazão do escoamento. Visualizações do escoamento dentro do capilar não foram feitas neste trabalho. Emulsões com diferentes concentrações da fase interna foram analisadas, mas o efeito do tamanho de gota não foi considerado.

A proposta de usar a injeção de emulsões como método de recuperação foi testada em alguns campos, mas a sua eficiência é ainda questionável. A injeção de uma emulsão que não esteja bem projetada para diminuir a permeabilidade do meio poroso pode danificar permanentemente o meio poroso. Porém, isso é uma consequência da não existência de uma completa descrição e/ou compreensão dos fenômenos envolvidos no escoamento de emulsões através do meio poroso quando o tamanho das gotas é da mesma ordem de magnitude do tamanho dos poros. Uma vez compreendido o escoamento da emulsão através do meio poroso, em função dos parâmetros envolvidos, onde a razão de tamanho de gotas em relação ao tamanho de poros é de grande importância, a emulsão apropriada poderia ser projetada para melhorar a eficiência de varredura, seja nas imediações do poço de injeção ou ao longo do reservatório.

O estudo de um escoamento multifásico no reservatório, requer a utilização de modelos simplificados que permitam analisar os parâmetros envolvidos. O reservatório, que possui canais com constrições, geralmente na escala dos micrômetros, pode ser simplificado e modelado como uma

rede de capilares com constrição, o que permite observar e quantificar os fenômenos mecânicos envolvidos no escoamento dos fluidos. Para modelar o escoamento multifásico, diversos estudos têm considerado o escoamento de gotas através de tubos capilares tendo geometrias retas e com constrições. Uma revisão destes trabalhos é apresentada por Olbricht [10]. De uma forma geral, observa-se que o escoamento multifásicos em meios porosos é ainda um problema em aberto. Os estudos apresentados incluem o escoamento de bolhas ou gotas em capilares retos ou com constrição, com análise experimental e teórica. Mesmo assim, alguns parâmetros ainda não têm sido suficientemente explorados, como a descontinuidade da pressão na interface em função de parâmetros dominantes como o número de capilaridade e a razão de viscosidade das fases. A razão de viscosidades tem sido explorada geralmente para o caso em que a fase dispersa tem uma viscosidade menor que a fase contínua. Em relação ao escoamento de emulsões, não existe aparentemente estudo algum focando a visualização do escoamento de uma emulsão num capilar e o monitoramento de parâmetros de importância como a queda de pressão em função da vazão de injeção.

1.3

Roteiro da Tese

O capítulo 2 descreve o procedimento seguido para a realizar a parte experimental desta tese. A bancada e o procedimento experimental são descritos. O procedimento experimental envolve a preparação e caracterização das emulsões utilizadas e a realização de provas de escoamento de emulsões num capilar com uma constrição. No capítulo 3 são apresentados os resulta-

dos experimentais obtidos através da visualização e monitoramento da resposta de pressão para o escoamento de emulsões no capilar com constrição. O capítulo 4 descreve a formulação teórica, isto é, as equações de conservação e as condições de contorno, que descrevem matematicamente o problema de escoamento de fluidos imiscíveis através de um capilar reto. Também é apresentado o método numérico utilizado para resolver as equações diferenciais, e o procedimento adotado para lidar com superfícies livres. O código computacional é testado de forma que a soluções obtidas para o caso de escoamento de fluidos imiscíveis é comparada com valores experimentais presentes na literatura. No capítulo 5 são apresentados os resultados numéricos para o escoamento de uma gota infinita através de um capilar reto com a fase interna mais viscosa que a fase externa. O capítulo 6 apresenta a metodologia usada para resolver o escoamento transiente de uma gota através de um capilar e os resultados obtidos. Finalmente, no capítulo 7, apresentam-se os comentários finais sobre o presente trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.