

1 Introdução

Não há dúvidas de que a revolução industrial do século XVIII foi a impulsora principal do consumo de petróleo no mundo, até convertê-lo na principal fonte energética substituindo assim a matriz energética que até aquele momento tinha sido o carvão. Nesse período, as primeiras inovações tecnológicas favoreceram a obtenção de resultados importantes na produção, transporte e refino do óleo cru. O incremento na demanda do querosene, depois de se descobrir que seu uso era satisfatório para iluminação (até esse momento se utilizava óleo de baleia), impulsionou a busca por petróleo que não estava disponível em grandes quantidades fora do subsolo [1].

A história do petróleo, desde sempre tem sido influenciada pelos fatos políticos mundiais. Desde que Edwin Laurentine Drake perfurou o primeiro poço na Pennsylvania-EUA (1859), passando por Rockefeller (Cleveland-EUA, 1863) e as duas guerras mundiais, até a criação da Organização de Países Exportadores de Petróleo-OPEP (1960) seguida pelos dois choques (1973 e 1979) e a relativa estabilidade nas últimas décadas, o petróleo tem sido relacionado com heróis e vilões; porém esse contexto tem estabelecido que possuir petróleo possa ser visto como um excelente bem estratégico, fazendo incrementar os investimentos em exploração e produção (E&P) da maioria dos países que contam com reservas [2].

O relatório “World Energy Outlook 2010” (WEO 2010) da Agência Internacional da Energia (IEA) projetado até 2035, apresenta três cenários para explorar o possível futuro da energia no mundo. O cenário de novas políticas é o cenário central e pressupõe execução cautelosa dos compromissos e planos recentemente anunciados, mesmo que ainda não sejam formalmente aprovados. O cenário de políticas atuais leva em consideração apenas as políticas que tinham sido formalmente aprovadas até meados de 2010. O cenário 450 que define um caminho de energia compatível com a meta de limitar o aumento da temperatura média mundial de 2°C. A figura (1.1) mostra a demanda de energia primária mundial para os diferentes cenários, segundo o WEO 2010.

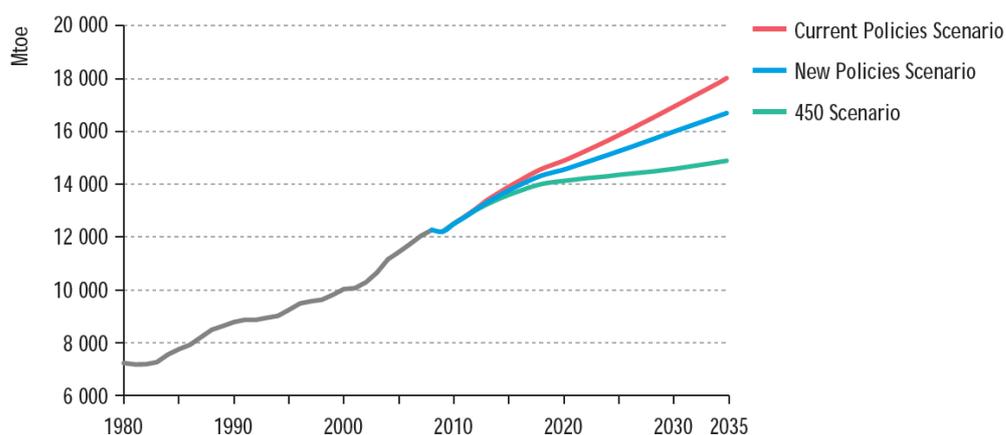


Figura 1.1: Demanda de energia primária mundial por cenário. Fonte IEA (2010).

De acordo com a IEA no cenário de novas políticas (cenário central), o combustível que mais atenderá à procura energética dos países emergentes será o petróleo, mas a percentagem de consumo do cru no mix de combustíveis primários vai diminuir de 33%, em 2008, para o 28% em 2035.

Neste cenário, o preço de óleo cru atingirá \$113 por barril (em dólares do ano 2009) em 2035, acima do preço de \$60 em 2009. A demanda de óleo (excluindo bicompostíveis) continua crescendo atingindo 99 mb/d (milhões de barris por dia) em 2035, 15 mb/d mais alto que em 2009. Todo este crescimento vem de países não OECD¹, quase a metade só da China dirigido principalmente pelo uso elevado de combustíveis para transporte. A demanda dos países OECD cai acima de 6 mb/d [3].

A produção global de óleo para esse período aumentará para 96 mb/d dos 81 mb/d em 2009, mas a diferença de 3 mb/d com a demanda futura será satisfeita por melhorias no processamento. A quota de produção da OPEP deverá subir dos atuais 41% para 52% da oferta mundial, em 2035 [3].

Estes indicadores motivam maiores investimentos na E&P e maior preocupação por desenvolver ainda mais as áreas de pesquisa e melhoramento das tecnologias de processamento, embora as reservas mundiais ainda sejam elevadas.

De acordo com a “Oil and Gas Journal” (O&GJ, 2009), as reservas provadas de petróleo no mundo no final de 2009 ascenderam a 1354 bilhões de barris, um

¹ OECD: Organization for Economic Co-Operation and Development

volume ligeiramente superior ao estimado no ano anterior em um nível nunca antes atingido. As reservas têm sido mais que dobradas desde 1980 e aumentaram em um terço na última década. A metade do aumento desde o ano 2000 é devido às reservas de areias betuminosas do Canadá e a maior parte do restante devido a revisões dos países da OPEP, particularmente no Irã, Venezuela e Qatar. A OPEP responde por cerca de 70% das reservas mundiais totais, com a Arábia Saudita segurando o maior volume [3]. A figura (1.2) mostra as reservas provadas de petróleo dos 15 primeiros países até o final de 2009.

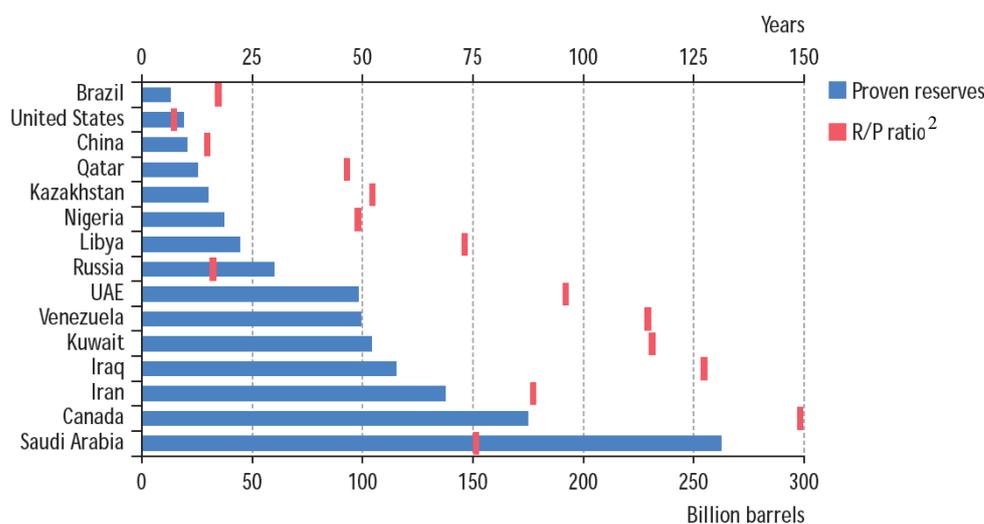


Figura 1.2: Reservas provadas de petróleo dos 15 primeiros países, finais 2009. Fonte EIA (2010).

Durante o período analisado pelo WEO 2010, existe a necessidade de acrescentar um total de 67 mb/d de capacidade bruta, em ordem de compensar o declínio dos campos petrolíferos convencionais existentes e atender o crescimento da demanda. Pouco menos de 60% do petróleo cru produzido de novos campos em 2035, será de campos que já foram encontrados, a maioria dos quais estão em países da OPEP. A maior parte do petróleo que será produzido em 2035 de novos campos que ainda serão encontrados está em países não-OPEP, em grande parte em águas profundas. Os óleos não convencionais como betume, óleos ultra

²: Relação Reserva/Produção, indicador do potencial da produção que não insinua produção contínua para certo número de anos, nem que aquela produção parará ao término do período. Ele pode flutuar no tempo com novas descobertas, com reavaliações de reservas existentes ou com mudanças na tecnologia ou produção.

pesados e areias betuminosas, entre outras vem ganhando relevância e aumentando sua parcela no total da produção global.

Todos estes indicativos mostram que atualmente e nos próximos anos os governos de países produtores e os que contam com reservas apontam atender as principais necessidades no sentido de suprir a demanda futura de energia, com uma melhora na oferta que implicaria além de grandes investimentos na E&P, um maior desenvolvimento das áreas de pesquisa e melhoramento das tecnologias de processamento, além da premissa estrita de manter e cuidar do meio ambiente sempre.

1.1.

A produção de petróleo

O petróleo é uma mistura natural de hidrocarbonetos³ de composição complexa que apresenta certa quantidade de impurezas sendo as mais comuns o dióxido de carbono, o oxigênio, o nitrogênio, o gás sulfídrico, o hélio e alguns outros compostos de carbono, que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso dependendo das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas [4]. Sua origem está associada à matéria orgânica depositada junto com sedimentos de rochas, submetida à ação da temperatura e pressão devido ao soterramento. Ele se encontra ao longo de quase todo o planeta, contido nos lugares que favoreceram sua formação há milhões de anos atrás (rocha geradora), ou nos lugares aonde migraram depois por alguma gruta, chamados de reservatórios (ou rocha reservatório) [5].

Um reservatório de petróleo é definido como um volume poroso que contém água, petróleo e algumas vezes uma fase gasosa. O meio poroso do reservatório pode ser de rochas sedimentares e, geralmente, do tipo arenito ou calcário, consolidado ou não. O diâmetro do poro varia muito segundo a rocha, podendo ser de algumas frações de milímetro até alguns micrômetros. Geralmente é heterogêneo como consequência das variações ocorridas ao longo do processo de sedimentação que formou a rocha. Estas heterogeneidades complicam as

³ Hidrocarbonetos: compostos químicos de carbono e hidrogênio que segundo suas características são agrupados em séries. As mais frequentes são as parafinas, olefinas e os aromáticos.

operações de produção porque tendem a produzir caminhos preferenciais e segregações no escoamento dos líquidos [4].

Para chegar até o reservatório é preciso perfurar um poço (poço piloto) e pegar amostras de rocha do reservatório que permitam obter informações precisas sobre suas características que determinam a produção de óleo. Algumas ferramentas da petrofísica e geofísica são necessárias nesta etapa. Uma informação importante em relação às características do reservatório é obtida na base da diminuição da pressão gerada pela produção e, portanto não está disponível na hora de decidir, no início, o método de produção e de localização dos poços [5].

Três períodos podem existir durante a produção de petróleo de um reservatório que são a recuperação primária, a recuperação secundária e a recuperação terciária também chamada de recuperação avançada.

1.1.1.

Recuperação primária:

Neste período o petróleo é produzido nos poços de forma natural, devido ao gradiente de pressão entre o fundo do poço e a parte do reservatório ao redor dele. Na maioria de reservatórios, a pressão existente no fundo do poço é maior que a pressão hidrostática o que faz que o petróleo chegue até a superfície só com o aporte energético do reservatório [5].

Quando um reservatório começa produzir através de um poço, a quantidade de fluidos no reservatório diminui, fazendo com que a pressão diminua a uma taxa que depende dos mecanismos envolvidos. Quando a pressão decai, é preciso um aporte externo de energia para aumentar o gradiente de pressão que favoreça a produção de petróleo. Nestes casos, óleo cru pode ser bombeado desde o fundo do poço ou pode-se também utilizar um método de levantamento com gás, que consiste na injeção de gás no fundo do poço de forma que o petróleo, ao se misturar com o gás, diminua sua densidade o suficiente para chegar até a superfície somente com a pressão do reservatório [5].

Este período tem uma duração variável, e permite coletar informações sobre o comportamento do reservatório, as quais serão importantes no planejamento da produção posterior. Esta recuperação termina quando a pressão do reservatório cai

a níveis muito baixos, ou quando a produção de outros fluidos como gás e água é alta.

A porcentagem de recuperação de óleo neste período varia entre 10-15%, mas pode ser de 5% em reservatórios sem gás dissolvido ou atingir 20% e ainda mais em reservatórios que possuem baixa permeabilidade ou um aquífero ativo, entre outras condições [5].

Tempo atrás o reservatório era produzido por recuperação primária até que os custos se tornavam muito altos, momento no qual os métodos de recuperação secundária eram utilizados. Atualmente as operações de recuperação secundária são iniciadas antes de chegar até este ponto, obedecendo a critérios de máxima otimização da produção.

1.1.2. Recuperação secundária

Estes métodos consistem na injeção dentro do reservatório de um fluido para manter a pressão do reservatório. Estes fluidos são injetados por poços (injetores) para compensar o volume do óleo no reservatório que foi produzido na recuperação primária e também contribuir para o deslocamento do óleo até os poços produtores.

Até o princípio dos anos 70, o baixo preço do cru fazia com que os únicos fluidos susceptíveis de se injetar fossem a água e em certos casos gás natural.

A injeção de água também conhecida como *waterflooding* permite elevar a porcentagem de recuperação até 25-30%, com uma variação de 15 até 40% de acordo com os diferentes casos [5]. A figura (1.3) apresenta um esquema com vários poços injetores ao redor de um poço produtor e mostra de forma geral como é realizada a recuperação secundária do petróleo pela injeção de água.

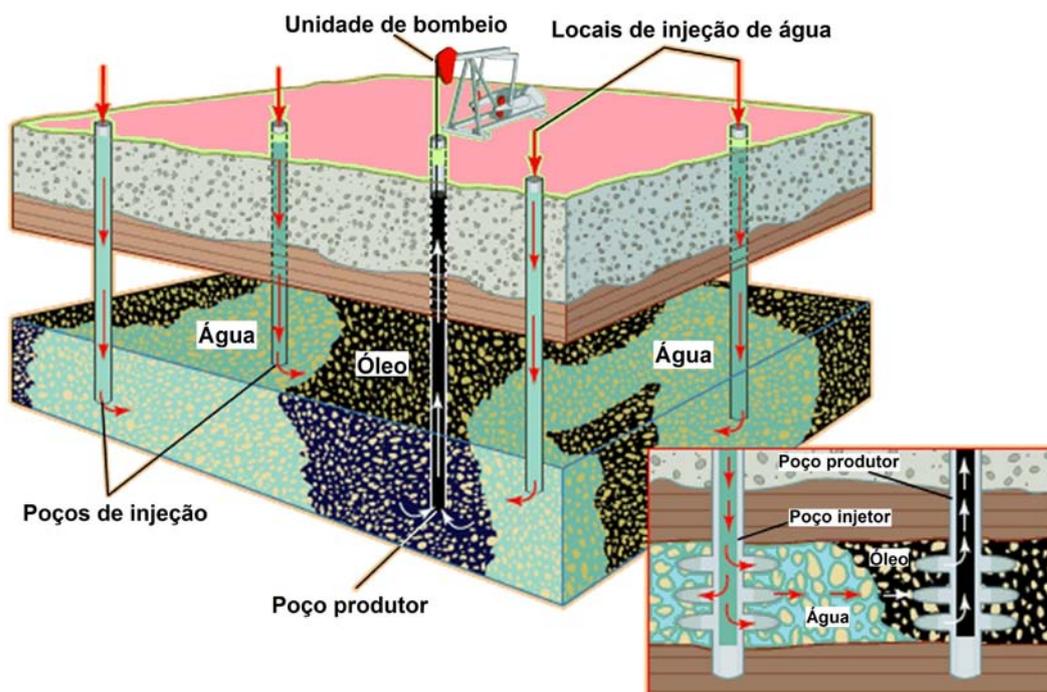


Figura 1.3: Recuperação secundária do petróleo através de água (*waterflooding*). A água injetada pelos poços injetores aumenta a pressão no reservatório e desloca o óleo isolado até o poço produtor. Adaptado de Baker (1985) [6].

1.1.3. Recuperação terciária (avançada)

Depois de aplicadas a recuperação primária e secundária, o reservatório ainda contém 60-80% do petróleo originalmente formado. Esta situação é explicada pelo fato que a eficiência dos métodos de recuperação está limitada por dois fatores, o primeiro relacionado com o tamanho dos poros, pelo qual o petróleo atinge uma saturação residual suficientemente baixa para se encontrar na forma de glóbulos descontínuos preso pelas forças capilares, e o segundo relacionado com o tipo de formação do reservatório que pode apresentar zonas nas quais o fluido injetado durante a recuperação secundária não penetra devida a sua baixa permeabilidade seguindo caminhos preferenciais (*finger*) ou porque a geometria de implantação dos poços não é favorável [4].

O aumento do preço do petróleo na década dos 70 fez voltar a ser econômico a injeção de fluidos diferentes da água com a finalidade de aumentar a recuperação final, tendo sido realizadas numerosas pesquisas nesse sentido.

Alguns métodos melhoram a eficiência do deslocamento mediante a redução de forças capilares, para isso são utilizados solventes miscíveis com o petróleo, e a obtenção de baixa tensão interfacial com soluções de surfactantes ou soluções alcalinas. Para melhorar a eficiência de varrido pode se reduzir a viscosidade do óleo cru mediante aquecimento, incrementar a viscosidade da água com polímeros hidrossolúveis ou bloquear os caminhos preferenciais com o uso de espumas e emulsões [5].

1.2. Motivação

A formação de emulsões é um problema na recuperação secundária de petróleo. As misturas óleo-água na forma de uma fase contínua e outra dispersa provocam perda de carga ao longo do poço e nas linhas de produção e torna difícil a separação óleo-água nos equipamentos de superfície, gerando altos custos de operação [7, 8].

Emulsões podem ser encontradas em quase todas as fases de produção de óleo ao longo da linha de recuperação (poço produtor, cabeça do poço e linhas de fluxo na superfície) e principalmente no reservatório [7, 8], onde o processo de deslocamento de óleo pela injeção de água durante a recuperação secundária, favorece sua formação [9].

Atualmente não se tem um entendimento profundo dos fenômenos envolvidos na formação destas emulsões e portanto as soluções para diminuir os seus efeitos são complicadas além de custosas [7, 9].

Estudos que modelem experimentalmente o que acontece em situações reais são a base do que poderia ajudar a compreensão dos fenômenos de formação de emulsões e seu correto tratamento para diminuir os elevadíssimos custos na produção de petróleo [7, 10].

Existem muitos mecanismos de formação de emulsões em meios porosos. Um destes mecanismos é o processo de quebra de gotas quando elas passam por uma garganta, fenômeno estudado por Peña *et. al.* (2009) [11].

Um outro mecanismo de quebra de gotas e formação de emulsões é relacionado com o escoamento bifásico em um poro com influxo vindo de mais de uma garganta. Este escoamento pode ser modelado como o escoamento em micro

canais [10] em uma junção T, como ilustrado na figura (1.4). Esta figura mostra um esquema de como a formação de emulsões pelo deslocamento de óleo através da injeção de água, pode ser estudado através de uma junção micro-fluídica T considerando que esta descreve bem o fenômeno de quebra de gota que acontece na união de dois poros em um reservatório de petróleo.

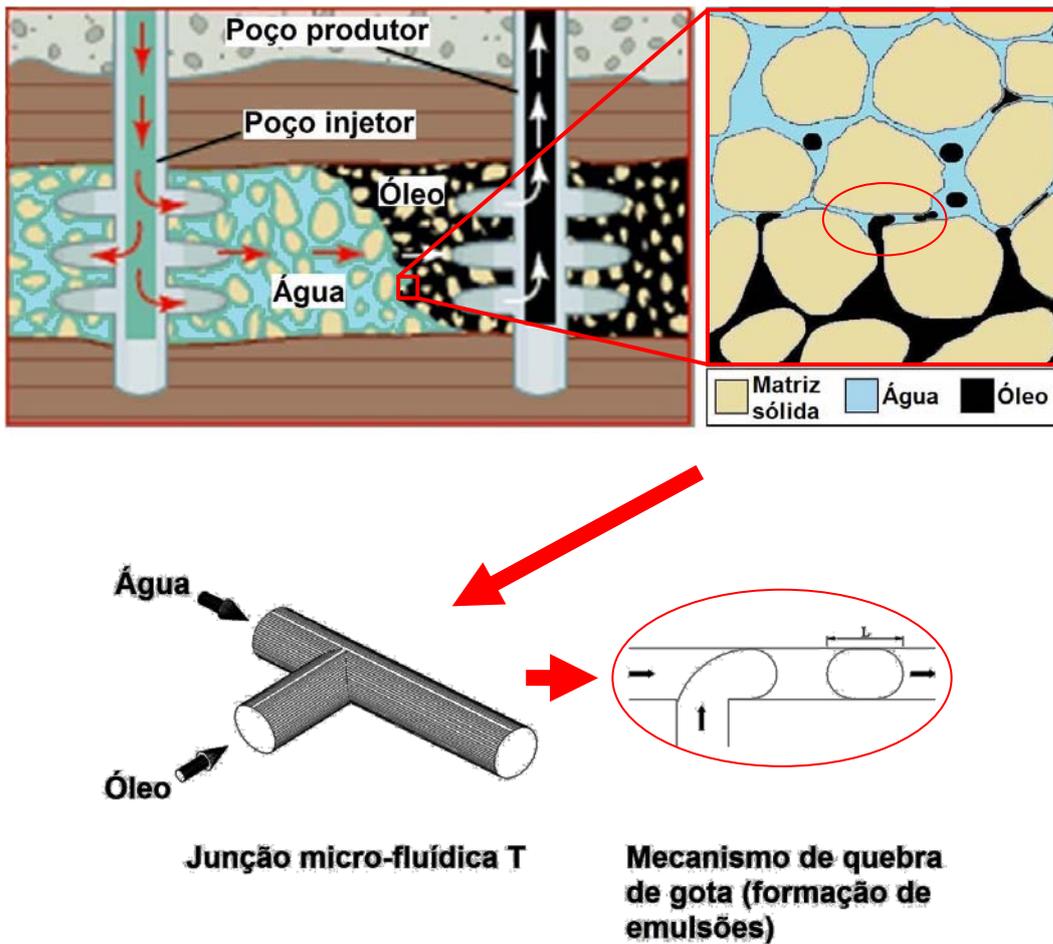


Figura 1.4: Formação de emulsões pela quebra de gota na união de dois poros durante a recuperação secundária. Neste caso uma junção micro-fluídica T poderia descrever bem o que acontece no meio poroso de um reservatório de petróleo. Adaptado de Baker (1985) [6].

A presente dissertação estuda os diferentes padrões de escoamento e a formação de emulsão que acontece em uma junção micro-fluídica T de seção oval quando se injetam dois fluidos imiscíveis, óleo e água, focando no

comportamento de formação de gotas. O entendimento deste mecanismo pode levar ao desenvolvimento de modelos que permitam prever características da emulsão formada em um meio poroso possibilitando, de maneira básica, o entendimento da complexa fenomenologia das emulsões formadas nos reservatórios de petróleo.

Além disso, este estudo também pode acrescentar o conhecimento já desenvolvido na área do fluxo multifásico em dispositivos micro-fluídicos. Na última década, os trabalhos desenvolvidos nesta área têm um crescente interesse pelo controle da formação de gotas [12] e a obtenção de emulsões monodispersas [13]. Na área química, médica, farmacêutica e biológica já foram desenvolvidas várias geometrias micro fluídicas para misturar gotas [14], coalescer e quebrar gotas [16], cristalizar proteínas [17] e sintetizar nano partículas [18], entre outras aplicações; incluindo configurações de co-fluxo [19, 20] e fluxo focalizado [23, 24, 25, 26].

A maioria de aplicações requer um controle preciso da formação de gotas [28] e caracterizar ou, preferencialmente, entender as leis escalares que descrevem o tamanho das gotas obtidas nos diferentes dispositivos como uma função das propriedades dos materiais (viscosidade, tensão interfacial) e parâmetros de fluxo como pressão ou vazões de fluxo injetado no sistema [29].

Neste trabalho é estudado o processo de formação de gotas em uma junção micro-fluídica T de seção oval constante. Os micro canais utilizados são de vidro, e portanto molháveis por água, diferente de todos os trabalhos na literatura onde os dispositivos são fabricados em polímeros e portanto molháveis por óleo. Estuda-se a formação de emulsão de óleo em água, controlando as variáveis do processo, como razão de vazões de injeção, viscosidades e tensão interfacial dos líquidos utilizados.

1.3. Objetivos

Os principais objetivos são:

- Estudar os mecanismos de formação de gota que acontecem em uma junção micro-fluídica T de seção oval, quando são injetados no sistema dois fluidos imiscíveis, óleo e água.
- Estudar a influência das vazões de injeção dos fluidos na formação de gotas.
- Estudar a influência das propriedades dos fluidos, como viscosidade e tensão interfacial, na formação de gotas.

1.4. Escopo

O conteúdo deste trabalho é apresentado em cinco capítulos. O primeiro capítulo descreve a introdução, motivação e objetivos da pesquisa. O segundo descreve os conceitos fundamentais e a informação recentemente tratada na literatura que servirão como base desta pesquisa. O terceiro trata sobre a abordagem experimental, montagem da bancada, preparação das fases e método de aquisição de dados. No quarto capítulo, são apresentados os resultados obtidos, comparando-os com informações e dados da literatura. O capítulo final envolve as conclusões finais da pesquisa, comentários gerais e as sugestões para trabalhos futuros.