

1 Introdução

Para a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA) entre os anos 2008 e 2035 a demanda mundial de energia primária incrementará em 36%, de 12300 Mtoe¹ para 16700 Mtoe, isto significa um incremento médio de 1,2% por ano. Neste cenário, os combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) representam a principal fonte de energia primária [1].

A Administração de Informação Energética dos Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration – EIA) considera que entre os anos 2007 e 2035 os combustíveis líquidos (derivados e não derivados do petróleo) ainda serão a principal fonte de energia mundial, tendo nos setores industriais e de transportes sua principal demanda [2]. A Fig. (1.1) mostra a previsão do consumo mundial de energia por tipo de combustível até 2035.

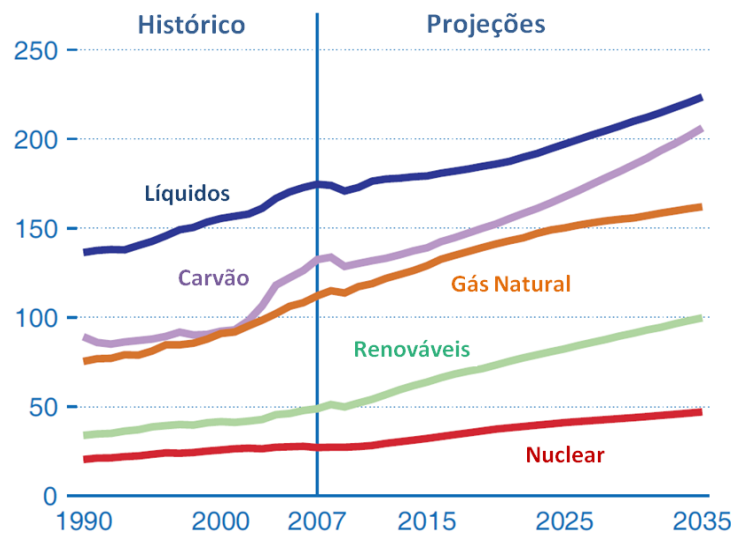


Figura 1.1: Consumo de energia mundial por tipo de combustível, 1990-2035 (Quatrilhão BTU). Fonte EIA (2010).

¹ Mtoe: Million tonnes of oil equivalent.

Adicionalmente, a IEA reporta que a parcela de participação do petróleo registra diminuição ao longo do tempo desde o início da década de setenta, quando a sua participação representou 50% do consumo de energia primária no mundo até o ano 2005, que atingiu 43% no consumo energético do planeta. Os investimentos para diversificar as fontes de energia e obter melhoras ambientais se destacam como causas desta diminuição, favorecendo o uso de energias alternativas (renováveis) e o desenvolvimento de novas tecnologias para aumentar a eficiência energética no uso da energia nuclear e de combustíveis como o gás natural e o carvão. Apesar destes fatos, projeta-se que o petróleo ainda terá participação dominante na matriz energética mundial, de 33% em 2008 para 28% no ano 2035, segundo a IEA e com 35% em 2007 para 30% no ano 2035, segundo a EIA, superando ao carvão e gás natural em ambos os casos.

No ano 2009 devido à recessão econômica mundial o consumo de energia diminuiu em 1,1%, representando a maior diminuição desde 1980. O consumo e a produção mundial de petróleo experimentaram também as suas maiores diminuições desde o ano 1982, atingindo 1,7% (1.2 milhões de barris por dia) e 2,6% (2 milhões de barris por dia) respectivamente [3].

Mesmo com estes acontecimentos, mais a forte pressão ambiental contra o uso de combustíveis fósseis para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a escassez de petróleo projetada para as próximas décadas, o cenário traçado não será modificado. Assim, observa-se que tanto a oferta quanto o consumo mundial de energia ainda são intensamente dependentes do petróleo.

Esta alta dependência de hidrocarboneto do mundo faz com que o petróleo seja um recurso não renovável indispensável e vulnerável a instabilidades políticas. Como todo recurso não renovável, o petróleo é finito ao horizonte temporal do ser humano, o qual se evidenciará, cedo ou tarde, de maneira decisiva na economia mundial, seja tanto por sua disputa, quanto por sua necessidade de substituição.

Atualmente, pode-se considerar que as reservas de petróleo ainda são abundantes, apesar da maioria dos grandes campos terem sido encontrados há várias décadas. As novas descobertas de petróleo caracterizam-se pela diminuição do tamanho médio das jazidas, sendo as maiores as provenientes de campos no mar, o que significa altos custos de exploração e produção.

A IEA em 2008 avaliou os dados de produção dos 800 campos mais importantes no mundo. O resultado mostrou que o tamanho e a localização fisiográfica (*onshore/offshore*) dos campos influenciam fortemente no perfil de produção de petróleo. Deste modo, os campos menores e os campos localizados no mar atingem o teto de produção de modo rápido e apresentam maiores taxas de exaustão. Além disso, a IEA fundamenta o incremento da produção global de óleos não convencionais na dificuldade para descoberta de campos de óleo leve [4].

Nos próximos anos, considera-se que os esforços estarão dirigidos para incrementar a eficiência de campos já descobertos e para desenvolver tecnologias e técnicas de extração que façam mais competitiva a produção de óleos não convencionais, considerando a sua viabilidade econômica.

1.1. A produção de petróleo

O petróleo, em sua forma natural, é uma mistura complexa, líquida, oleosa, inflamável, menos densa que a água. Sua coloração oscila do negro ao castanho claro e está composta predominantemente por moléculas de carbono e hidrogênio (hidrocarbonetos). Frequentemente também apresenta quantidades consideráveis de nitrogênio, enxofre e oxigênio, junto com quantidades menores de níquel, vanádio e outros elementos [5].

Segundo estudos arqueológicos, o petróleo é conhecido há quase 5000 a.C. em lugares onde brotava naturalmente do solo, sendo utilizado como argamassa em construções na Mesopotâmia e para embalsamar corpos de faraós. Seu uso ficou praticamente inexplorado durante um longo período de tempo. Foi com a descoberta do querosene, primeiro subproduto de interesse comercial utilizado para embeber os pavios das lamparinas para iluminação, que aconteceu o ápice da descoberta de petróleo em quantidade comercial, em Lutsville, na Pensilvânia, no ano de 1859, pela Seneca Oil Co., começando assim a indústria petrolífera [6].

Atualmente, de forma geral, o petróleo é encontrado no subsolo terrestre em formações rochosas, chamadas reservatórios, ocupando cavidades muito pequenas (poros) acima da água e abaixo do gás. A estrutura esquemática de um reservatório de petróleo é apresentada na Fig. (1.2).

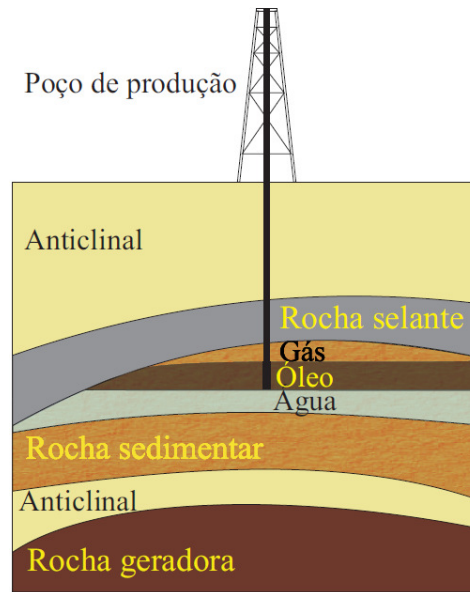


Figura 1.2: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo [7].

O tamanho, a forma e o grau de interligação dos meios porosos podem variar de um lugar para outro em um reservatório. Nos reservatórios normalmente, o petróleo encontra-se acumulado sob altas pressões e temperaturas. Assim, quando é possível levar o petróleo até a superfície perfurando poços que atinjam estas acumulações, acontece a chamada recuperação primária. Neste período a energia natural, ou energia “própria” do reservatório, é utilizada para deslocar o petróleo até os poços produtores (chamados nesta fase de poços surgentes). A energia primária é finalmente dissipada devido a processos como descompressão e expansão dos fluidos, contração do volume poroso no reservatório e as forças capilares e viscosas que se opõem ao escoamento dos fluidos em direção aos poços produtores.

Para controlar a diminuição da energia primária do reservatório e incrementar a produtividade dos poços, utilizam-se os métodos de recuperação secundária de petróleo, onde basicamente, energia suplementar é adicionada mediante a injeção de gás, água ou vapor dentro do reservatório desde poços chamados de poços injetores. Frequentemente estas técnicas são chamadas de operações de manutenção de pressão [8].

A injeção de gás imiscível é utilizada, geralmente, em processos de drenagem gravitacional, mas seu uso é limitado devido à sua baixa eficiência de deslocamento do óleo e à alta compressibilidade do gás.

O principal método de recuperação secundária é a injeção de água. Este método é o mais antigo e econômico sendo o responsável por cerca de metade da produção de óleo no mundo. Embora a água seja economicamente fácil de obter e de injetar e consiga deslocar melhor o óleo alcançando níveis de recuperação elevados, a sua eficiência de varredura do reservatório é limitada. Um dos fatores que limita a eficiência deste método é a desfavorável razão de mobilidade entre o óleo e a água, causada pela elevada diferença entre as suas viscosidades. A água, devido à sua baixa viscosidade, escoar através do meio poroso por caminhos preferenciais que atingem precipitadamente os poços produtores deixando quantidades significativas de óleo nas zonas de menor permeabilidade, reduzindo a vida útil do poço.

Aplicando os métodos primários e secundários de recuperação, a produção total de petróleo geralmente alcança menos de 40% do OOIP (*Original Oil in Place*). Para recuperar o óleo residual ainda contido no reservatório após ambos os processos, são empregados os métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR – Enhanced Oil Recovery). No caso de alguns reservatórios, a aplicação de métodos avançados de recuperação acontece após da recuperação primária. Porém, nos últimos anos o emprego de algumas destas técnicas simultaneamente aos processos primário ou secundário obtiveram elevados fatores de recuperação.

Sem importar a fase na qual são empregados, os objetivos dos métodos de recuperação avançada de petróleo são:

- Reduzir a razão de mobilidade entre fluido injetado e fluido deslocado para melhorar a eficiência de varredura no reservatório.
- Eliminar ou reduzir as forças capilares e interfaciais para melhorar a eficiência de deslocamento no reservatório.
- Conseguir ambos os efeitos simultaneamente.

Os métodos de recuperação avançada mais utilizados podem ser classificados em três grupos: métodos térmicos, miscíveis e químicos [9].

O princípio da recuperação térmica é simples: reduzir a viscosidade de óleos pesados mediante aumento dramático da sua temperatura para facilitar seu deslocamento até os poços produtores. O óleo no reservatório pode ser aquecido

injetando fluidos quentes, aquecidos na superfície ou adicionando calor direto no reservatório (combustão in-situ).

Os métodos miscíveis consistem na injeção de gases inertes ou líquidos miscíveis no óleo para diminuir sua viscosidade e incrementar sua mobilidade. Estes solventes misturam-se completamente com o óleo, conseguindo vencer as forças capilares, melhorando consideravelmente a eficiência de deslocamento dentro do reservatório. Os solventes empregados com maior sucesso são CO_2 , gás liquefeito de petróleo e nitrogênio. A figura (1.3) apresenta um esquema deste método utilizando CO_2 .

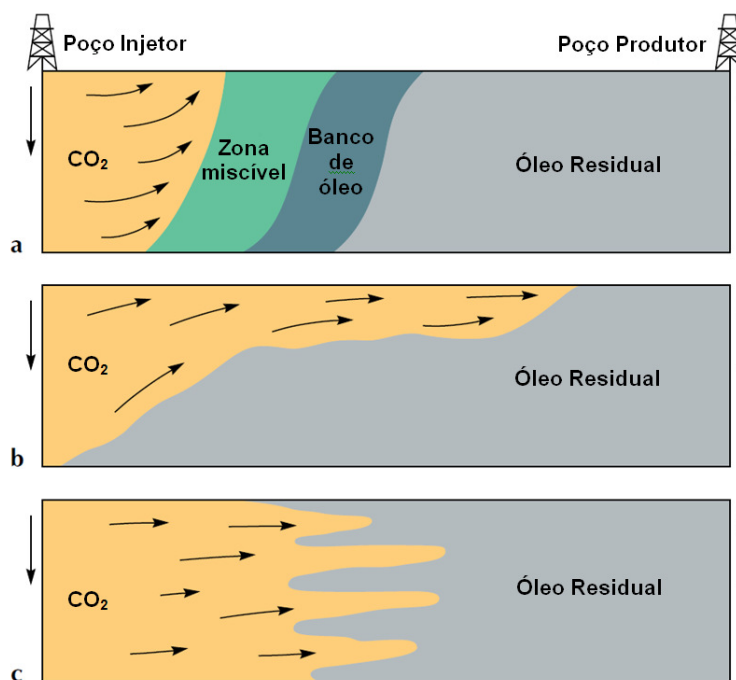


Figura 1.3: Esquema de método miscível utilizando CO_2 como solvente. (a) Deslocamento ideal. (b) Deslocamento com influência das densidades dos fluidos. (c) Deslocamento com influência da alta diferença de viscosidades [10].

Os métodos químicos envolvem a injeção de mais de um fluido. Cada fluido representa uma frente ou banco com propósito diferente. A figura (1.4) é um esquema da injeção micelar de polímero ou método de injeção de surfactante. Para deslocar o óleo residual no reservatório até o poço produtor, o reservatório é preparado previamente mediante injeção de água, gerando assim, um banco de óleo e água no meio poroso. Desta forma a primeira frente injetada é um volume

menor de surfactante para reduzir a tensão superficial no reservatório gerando micro-emulsões de óleo em água. A seguir é injetada uma frente de água com adição de polímero para incrementar a viscosidade da água diminuindo a sua mobilidade. Finalmente um banco maior de água será injetado para deslocar o óleo residual e as micro-emulsões até o poço produtor. A grande desvantagem destas técnicas são os custos elevados das substâncias químicas e dos fluidos a serem injetados.

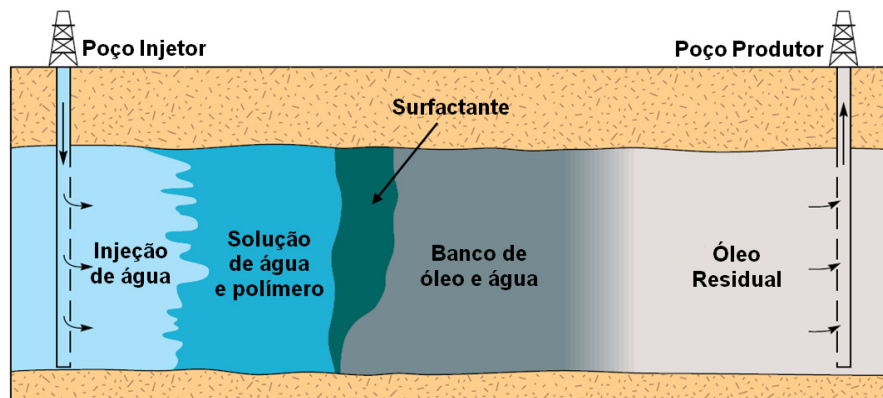


Figura 1.4: Esquema de método de injeção micelar de polímero [10].

1.2. Motivação

Como já discutido, o petróleo ainda será a principal fonte de energia do mundo nas próximas décadas. Porém, fatores como a diminuição do tamanho médio das jazidas das novas descobertas e a dificuldade para descoberta de campos de óleo leve, tornam imprescindível a necessidade de incrementar a eficiência de recuperação de campos já descobertos. Neste cenário as aplicações dos métodos de recuperação avançada constituem alternativas indispensáveis para aumentar a rentabilidade e a vida útil destes campos petrolíferos. O desafio é torná-las economicamente e tecnicamente viáveis.

A injeção de água, como indicado anteriormente, é uma das principais técnicas empregadas na recuperação de petróleo sendo a sua principal desvantagem a geração de “*fingers*” ou frentes não uniformes de deslocamento, deixando elevadas quantidades de óleo residual no meio poroso, como

apresentado na figura (1.5). Os métodos químicos representam as principais alternativas para melhorar significativamente a recuperação de óleo residual, gerado pela injeção de água. Entre eles a injeção de soluções poliméricas é um método já utilizado com sucesso na indústria. Esta técnica consiste em aumentar a viscosidade do fluido injetado mediante a dissolução de polímeros na água, mas em alguns reservatórios o volume necessário de polímero e o seu custo, tornam sua aplicação economicamente inviável.

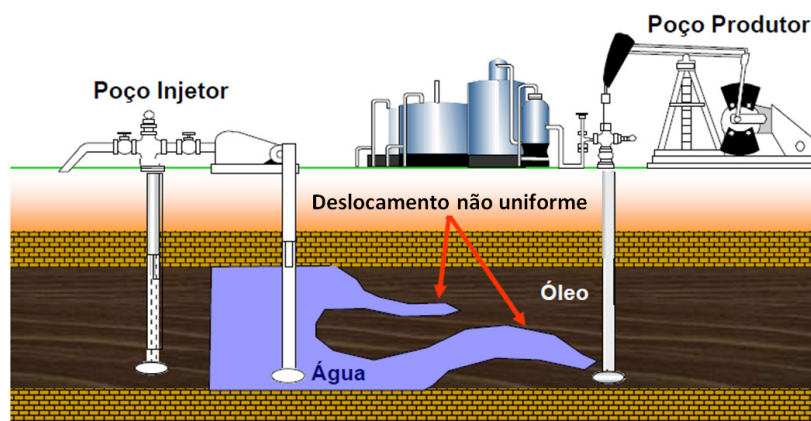


Figura 1.5: Representação esquemática do método de recuperação de petróleo mediante injeção de água. Adaptado de Miranda, A. C. (2010).

Um método químico alternativo à injeção de polímeros é a injeção de emulsões óleo em água. Embora não seja uma técnica totalmente desenvolvida, a injeção de emulsões já foi utilizada em testes de campo alcançando relativo sucesso em comparação à injeção de água e à injeção de polímeros [11,12]. Considerando que na recuperação de petróleo a possibilidade de formação de emulsões acontece sempre que há presença de água, este método apresenta custos de produção menores do que o método de injeção de polímeros.

O princípio deste método é projetar e injetar emulsões com a capacidade de bloquear os poros das zonas de alta permeabilidade já varridas por processos de recuperação anteriores. Com a diminuição da permeabilidade efetiva destas zonas, é possível deslocar o óleo residual nas zonas de baixa permeabilidade, que ainda não foram varridas, melhorando a recuperação de óleo [13].

Para projetar adequadamente as emulsões como agentes seletivos de controle de mobilidade, é necessário um melhor entendimento do escoamento de emulsões na escala de poro, onde fatores como a geometria de poro da formação rochosa do reservatório e as propriedades das emulsões injetadas influenciam no escoamento de forma determinante.

Neste trabalho, o escoamento de emulsões em meios porosos e o mecanismo de bloqueio são estudados experimentalmente mediante o modelo de escoamento de emulsões através de micro-capilares com garganta, a fim de obter um melhor entendimento do efeito da geometria de poro e das propriedades das emulsões no escoamento. Com certeza, os resultados representarão informação valiosa ao desenvolvimento do modelo de redes de capilares, contribuindo para melhoria e aumento da aplicação do método de recuperação de petróleo mediante injeção de emulsões.

1.3. Objetivos

A presente dissertação pretende desenvolver um melhor entendimento do escoamento de emulsões em meios porosos através de um estudo experimental do escoamento de emulsões óleo em água através de micro-capilares de vidro com garganta, que representam um modelo físico do escoamento na escala de poros. Os objetivos desta pesquisa são:

- Determinar experimentalmente a relação entre vazão e queda de pressão no escoamento de emulsões óleo em água através de micro-capilares com garganta.
- Avaliar experimentalmente o efeito da geometria do capilar e das propriedades das emulsões (tamanho de gota e concentração da fase dispersa) na relação entre vazão e queda de pressão no escoamento de emulsões óleo em água.
- Determinar experimentalmente os campos de velocidade do escoamento de emulsões através de micro-capilares com garganta, para obter um melhor entendimento dos mecanismos que governam a dinâmica do escoamento.

- Apresentar informação experimental útil para o desenvolvimento de modelos numéricos em redes de capilares no estudo do escoamento de emulsões em meios porosos.

1.4. Escopo

A presente dissertação está dividida em cinco capítulos. No primeiro capítulo apresentam-se a introdução, motivação e objetivos da pesquisa. O segundo descreve os conceitos fundamentais que servirão como base teórica. O terceiro capítulo envolve a abordagem experimental para o estudo do efeito da geometria de poro e propriedades das emulsões na relação vazão-queda de pressão. No quarto capítulo, é apresentado um estudo experimental inicial do escoamento utilizando a técnica do μ -PIV. Finalmente as conclusões da pesquisa e as sugestões para trabalhos futuros são discutidas no quinto capítulo.