

1 Introdução

Energia, em suas diversas formas, é indispensável à sobrevivência da raça humana. Devido à necessidade de adaptação ao ambiente e à sua constante evolução, a demanda da sociedade por energia vem aumentando expressivamente.

O petróleo – mistura de hidrocarbonetos de cadeia química complexa que pode ser extraída do subsolo sob a forma de óleo ou gás – é a principal fonte de energia explorada pela humanidade. No entanto, a época atual é marcada pelo auge da capacidade de produção de petróleo no mundo. Num futuro próximo, o aumento pronunciado e contínuo no consumo de energia e a queda da produção mundial de petróleo tendem a induzir um aumento em seus preços (figura 1.1), conforme mostram as projeções do *Departamento de Energia* dos Estados Unidos (EIA, 2010).

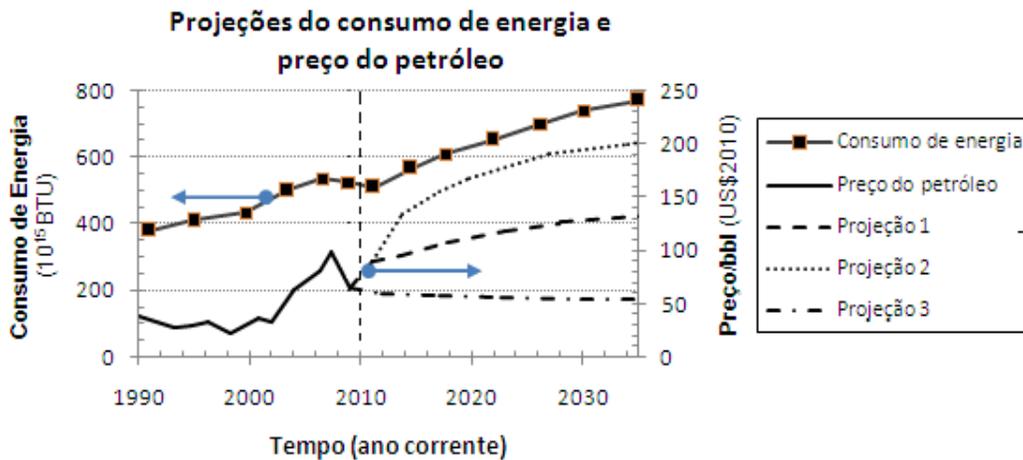


Figura 1.1 Histórico e projeção do consumo mundial de energia e preços do petróleo (adaptado do boletim *Annual Energy Outlook 2010*, EIA/DOE, EUA)

Assim, torna-se necessário o desenvolvimento de métodos de recuperação de petróleo mais eficientes para suprir a crescente demanda por energia.

A exploração do petróleo tem início com a perfuração de um poço produtor na rocha-reservatório porosa, levando à produção (extração) de uma pequena fração do óleo presente. Em seguida, é necessária a aplicação de algum método de recuperação secundária, visando a manutenção de um nível de pressão acima do ponto de bolha, possibilitando uma taxa de recuperação de petróleo economicamente viável.

O método tradicional de recuperação secundária é a injeção de água. Este apresenta um fator de recuperação não maior que 30%, devido à chegada precoce da água injetada no poço produtor através de canais preferenciais no meio poroso. Esta deficiência do método ocorre principalmente devido à maior mobilidade da água em relação à mobilidade do petróleo e às elevadas tensões interfaciais entre os fluidos injetado e deslocado. Outro fator determinante é a baixa eficiência de varrido volumétrico devido ao regime geralmente percolativo de escoamento, conforme será discutido na subseção 2.3.2.

Surgem, então, os métodos de recuperação melhorada de petróleo, desenvolvidos para minimizar os problemas da recuperação secundária, promover novos mecanismos de deslocamento do óleo ou viabilizar a produção de óleos pesados. Tais métodos de recuperação avançada ou melhorada (*EOR – Enhanced Oil Recovery*) são classificados como: térmicos (injeção de vapor, água quente ou combustão *in-situ*), miscíveis (injeção de gases miscíveis), químicos (injeção de soluções alcalinas, polímeros, surfactantes ou emulsões) e outros (micro-organismos, etc.).

Embora a injeção de emulsões seja um método de recuperação promissor, esta ainda não foi estudada profundamente e os parâmetros ótimos da emulsão e das condições de operação durante a injeção ainda não são bem estabelecidos. Ainda, o comportamento das emulsões eventualmente formadas durante outros métodos de recuperação não é totalmente compreendido. Assim, é necessário o estudo mais detalhado do escoamento e formação de emulsões em meios porosos.

1.1. Descrição do problema

Este trabalho aborda o escoamento de emulsão em meios porosos. Emulsões são suspensões de dois líquidos imiscíveis, com uma fase na forma de gotas dispersa na fase contínua. As emulsões empregadas em recuperação melhorada de petróleo são geralmente macro-emulsões, cuja fase dispersa é composta por gotas de óleo com diâmetro maior que $0,1 \mu m$, alcançando assim a ordem de grandeza das gargantas dos poros, que são as constrições do espaço poroso com os menores diâmetros. Macro-emulsões são metaestáveis e têm estabilidade durante sua utilização garantida pela presença de agentes tensoativos. Emulsões óleo-em-água (O/A) podem ser encontradas no interior do reservatório, devido a condições físico-químicas naturais ou impostas, ou obtidas em laboratório, geralmente pela agitação mecânica e adição de surfactantes.

As propriedades macroscópicas (na escala de reservatório) do fluxo de emulsões através de meios porosos dependem fortemente das características físicas do meio poroso, dos complexos mecanismos de deslocamento de fluidos e da dinâmica das gotas da fase dispersa da emulsão. Então, é necessária a obtenção dos parâmetros do escoamento na micro-escala (escala de poro) que possam ser utilizados nas equações de escoamento multifásico na escala de reservatório. A obtenção dos parâmetros do escoamento na escala de poros pode ser obtida por sua análise detalhada com o uso de modelos de rede de capilares.

Uma representação realista da geometria e topologia do meio poroso faz-se necessária, dado a descoberta de campos de exploração constituídos por diferentes tipos de rocha e a necessidade de aplicação de fluidos complexos na recuperação melhorada. Assim, novas técnicas de obtenção e análise de imagens e o aumento da capacidade computacional tornam possível o desenvolvimento e utilização de arranjos cada vez mais realistas na representação do espaço poroso. A figura 1.2 ilustra a complexa estrutura de uma amostra de reservatório de petróleo (Øren *et al.*, 1998) e um esquema de sua representação por um modelo de rede de capilares.

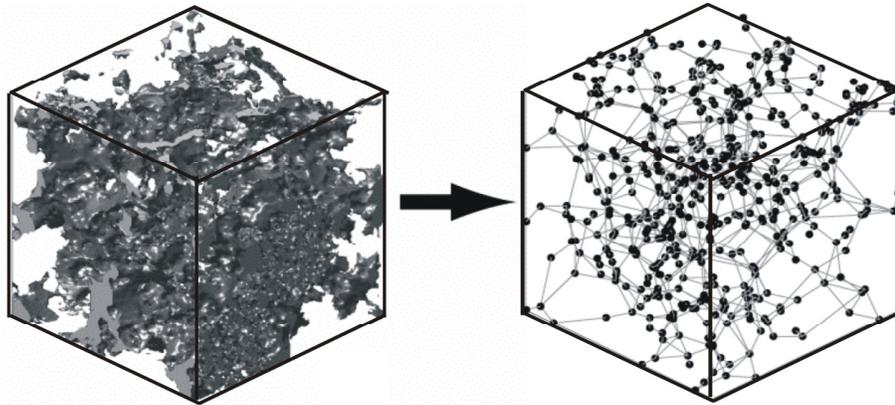


Figura 1.2 Amostra de rocha-reservatório e estrutura da rede de capilares (Blunt *et al*, 2005)

Por meio da modelagem computacional dos fenômenos de transporte de fluidos e das gotas da emulsão, aliada a um modelo representativo da estrutura porosa de um reservatório real, os modelos de rede permitem a análise do escoamento na escala de poros. A principal etapa no estudo do escoamento de fluidos complexos em meios porosos, como é o caso das emulsões, é a correta descrição dos mecanismos físicos que ocorrem no escoamento, e inclui basicamente 1) a redução na tensão interfacial, importante em técnicas de emulsificação *in-situ* e em escoamento bifásico, e 2) o controle da mobilidade do fluido injetado, devido a restrições impostas ao escoamento. Este último mecanismo será estudado neste trabalho.

1.2. Controle da mobilidade através da injeção de emulsão

No método de recuperação de petróleo por injeção de água, é observada a produção precoce da água injetada no poço produtor devido à formação de canais preferenciais no meio poroso. Assim, verifica-se uma baixa eficiência de varrido devido à existência de zonas de óleo não-deslocado pela água, o que contribui para a baixa eficiência de recuperação de petróleo.

No escoamento bifásico em reservatórios de petróleo, a eficiência de varrido é influenciada pela geometria do poço injetor, pelo volume de fluido injetado e

pela razão entre as mobilidades dos fluidos injetado e deslocado (Lake, 1978). Tal razão de mobilidades é dada por:

$$\lambda = \frac{k_{r,inj}/\mu_{inj}}{k_{r,des}/\mu_{des}}, \quad (1.1)$$

onde a mobilidade de cada fluido é definida como a razão entre sua permeabilidade relativa, k_r , e sua viscosidade, μ .

Dado que a permeabilidade relativa de um fluido é proporcional à sua saturação, a injeção leva ao aumento da saturação e mobilidade do fluido injetado, assim como à redução da saturação e mobilidade do fluido deslocado. Ainda, como a frente de saturação do fluido injetado avança de forma instável devido às propriedades intrinsecamente heterogêneas dos meios porosos, há a formação de canais preferenciais de escoamento através do fenômeno denominado *viscous fingering* ou instabilidades de Saffman-Taylor (Saffman & Taylor, 1958), levando ao surgimento precoce da água injetada no poço produtor.

Durante a injeção de emulsões, a maior parte das gotas da emulsão escoam pelos caminhos preferenciais varridos anteriormente pela injeção de água. Assim, as emulsões podem ser utilizadas como forma de controle da mobilidade através de restrições ao fluxo nessas regiões, exercidas diretamente pelas gotas. Desta forma, o bloqueio seletivo e parcial do escoamento devido a interações das gotas com a parede do meio poroso reduz a vazão local, desviando o fluxo para outras regiões e fazendo com que a água posteriormente injetada desloque o óleo presente nestas regiões (não varridas), aumentando a eficiência de recuperação. Este mecanismo de escoamento das emulsões em meios porosos vem recebendo atenção há meio século e será abordado neste trabalho.

1.3.

Revisão bibliográfica

A ideia da aplicação de diferentes agentes químicos no aumento da eficiência de recuperação de petróleo teve origem a partir da observação de mecanismos básicos envolvidos em diferentes métodos de recuperação. Diversas

técnicas de manipulação desses mecanismos vêm sendo desenvolvidas em um campo tão promissor que vários dos trabalhos foram registrados em patente. É o caso do trabalho pioneiro (Atkinson, 1927) que postula a hipótese de o óleo residual permanecer imóvel no meio poroso devido a forças capilares e a interações com a parede (devido à molhabilidade ou à própria viscosidade do óleo). Neste estudo envolvendo injeção de soluções alcalinas, sugere a redução na tensão interfacial, alterações na molhabilidade e redução da viscosidade do óleo como possíveis mecanismos de mobilização do óleo. Mungan (1966) publicou resultados experimentais confirmando a possibilidade da mobilização do óleo a partir da atuação nestes três mecanismos.

Estudando a injeção de emulsões com gotas menores que o tamanho médio dos poros de um meio poroso artificial constituído por esferas de vidro, Uzoigwe e Marsden (1970) mostram que não houve redução na permeabilidade do meio. No entanto, McAullife (1973a) apresenta o bloqueio local do escoamento, efetuado pela captura de gotas maiores que os poros (*entrapment*), como um mecanismo de redução da mobilidade da água nas zonas afetadas pela emulsão. São apresentados resultados da injeção de emulsões diluídas (0,5% de óleo) com a redução da permeabilidade a até 1% da permeabilidade original do meio. Ainda, a permeabilidade aumenta suavemente com a subsequente injeção de água, embora não atinja seu valor inicial.

Em testes de campo, McAullife (1973b) reporta resultados da injeção de emulsão preparada a partir de óleo cru. Em um período de dois anos, foram injetados dois bancos de emulsão a 14% de óleo; foram observados a redução na razão água-óleo do fluido produzido e o aumento na taxa de recuperação de óleo, indicando o aumento na eficiência de varrido volumétrico. No mesmo ano, Jennings *et al.* (1974) propõem a formação de emulsão *in-situ* para controle da mobilidade.

Em paralelo ao estudo dos mecanismos de atuação da emulsão na redução da mobilidade, foram desenvolvidas diferentes formulações matemáticas para a descrição do escoamento das emulsões em meios porosos, baseadas no comportamento reológico da emulsão ou no retardamento das gotas nas gargantas

dos poros, conforme será discutido no Cap. 3. Porém, nenhum dos modelos consegue descrever completamente o comportamento observado em experimentos.

A menor redução na permeabilidade do meio com o aumento da vazão imposta recebeu inicialmente uma explicação incompleta: de acordo com as observações de Gardescu (1930), Oh & Slattery (1979) e Jamin (1860), o aumento na velocidade do fluido seria suficiente para sobrepor-se às forças capilares que retêm a gota na garganta, forçando-a a se deformar e escoar pelo capilar. Entretanto, a menor redução na permeabilidade com o aumento da vazão é observado mesmo para gotas menores que os capilares.

Assim, Soo e Radke desenvolvem em 1984 uma nova abordagem para o escoamento de emulsões e sugerem a interceptação de gotas pequenas na parede rugosa do meio poroso como outro mecanismo de alteração da mobilidade. Desta forma, são fornecidos argumentos para explicar as grandes reduções na permeabilidade mesmo para gotas menores que as gargantas dos poros. Ainda, no início da injeção e para um mesmo volume de emulsão injetado, as gotas menores apresentam uma maior eficiência na restrição do fluxo devido à maior quantidade de gotas em um dado volume injetado e à maior área de contato. Broz *et al.* (1985) confirmam a redução na permeabilidade para amostras em laboratório inicialmente com saturação residual de óleo e saturadas somente com água, o que facilita a interpretação dos resultados obtidos.

Uma terceira abordagem utilizada no estudo do escoamento de emulsões envolve a definição de um fator de bloqueio baseado na análise das alterações na pressão devido à passagem das gotas pelas gargantas dos poros (Ho e Leal, 1975; Olbricht e Leal, 1982), o que será aplicado neste trabalho e descrito em detalhes no Cap. 3.

Tratando-se da aplicação destas abordagens no cálculo e simulação de escoamento de emulsões em meios porosos, podem ser utilizadas em geral quatro diferentes metodologias:

1) análise da trajetória das gotas, obtida pelo uso de linhas de fluxo e cálculo das forças atuando na partícula (Payatakes *et al.*, 1973);

2) estocástica, calculando-se a probabilidade de cada partícula sofrer deposição ou retorno ao fluxo, levando a uma estimativa inicial das variações no campo de escoamento (Fan *et al.*, 1985);

3) empírica, com a solução da equação de balanço de massa para a fase dispersa acoplada a uma equação para deposição (Horner *et al.*, 1984) e uma relação empírica para as alterações na pressão (Soo & Radke, 1986);

4) modelos de rede, que permitem a representação simplificada da geometria do meio poroso e o cálculo do escoamento neste complexo domínio, aliado à representação dos efeitos das gotas da emulsão na escala de poros com modelos de transporte adequados.

Para a construção da estrutura espacial dos modelos de rede, a análise de micrografias de meios porosos (Dullien & Dhawan, 1974) mostra que uma característica básica de um meio poroso é o número de coordenação (quantidade de interconexões entre os poros). Esta propriedade estrutural já era bem representada nas primeiras redes de capilares bidimensionais desenvolvidas (Fatt, 1956; Rose, 1957), as quais já permitiam a predição de certas propriedades estáticas e dinâmicas em razoável concordância com as observadas em experimentos. Os raios dos poros continham distribuição aleatória similar à obtida por porosimetria de mercúrio em amostras de rocha-reservatório. No entanto, o comprimento de cada poro podia seguir a mesma distribuição ou ser proporcional ao seu próprio raio, o que requeria o uso de uma constante de proporcionalidade e introduzia um grau de incerteza nos resultados.

Trabalhos posteriores (Jerauld *et al.*, 1984) mostraram que uma rede triangular regular tem o mesmo número de coordenação de uma rede com distribuição aleatória das posições dos poros (rede de Voronoi), permitindo o cálculo do escoamento de forma eficiente com os recursos computacionais

existentes na época. No entanto, nestas redes triangulares, há a necessidade do uso de correlações para corrigir o fluxo preferencial nos capilares inclinados.

Outros tipos de rede bidimensional, com a posição dos elementos em arranjos quadrados, hexagonais e outros arranjos irregulares também foram utilizados em diversos estudos do deslocamento de fluidos em meios porosos (Simon e Kelsey, 1972), dispersão (Sahimi *et al.*, 1986), captura de partículas sólidas (Rege & Fogler, 1987) e outros fenômenos (Yortsos & Sharma, 1986).

Ainda que existam fortes correlações espaciais na escala de poros (Knackstedt *et al.*, 1998), muitos modelos de rede atuais ainda assumem uma estrutura aleatória do espaço poroso, levando a uma descrição incompleta do meio poroso e a resultados insatisfatórios. Desta forma, para a construção de redes tridimensionais com maior representatividade do meio poroso, alguns métodos estatísticos podem ser aplicados em imagens bidimensionais das seções transversais das amostras (Joshi, 1974; Manswart & Hilfer, 1998). No entanto, comparações com imagens tomográficas de amostras apontam erros consideráveis quanto à conectividade obtida por esse método de reconstrução (Hazlet, 1997; Øren & Bakke, 2002).

Recentemente, medições via microtomografia computadorizada (Dunsmoir *et al.*, 1991; Coker *et al.*, 1996) permitem a obtenção de imagens tridimensionais e extração da representação exata do espaço poroso para uso em modelos de rede. Sok *et al.* (2002) comprovam as diferenças entre propriedades de escoamento bifásico obtidas a partir das redes reconstruídas a partir de imagens bidimensionais e aquelas obtidas via extração de imagens tomográficas tridimensionais. Utilizando este tipo de rede, Øren & Bakke (1998) simulam processos de drenagem e embebição e obtiveram boa concordância com resultados experimentais, dando início a um novo segmento de modelo de rede, fornecendo informações mais detalhadas acerca do espaço poroso e contribuindo na obtenção de resultados cada vez mais realistas.

1.4. Objetivos

O requisito primário para o bom funcionamento dos métodos de recuperação melhorada de petróleo é a determinação de condições ótimas de operação. Para aplicações envolvendo injeção e escoamento de emulsão nos meios porosos, é necessário determinar a formulação da emulsão os parâmetros ótimos do escoamento na escala de reservatório, que dependem dos fenômenos físicos fundamentais observados na escala de poros.

O efeito das gotas da fase dispersa no escoamento de emulsões em meios porosos não é compreendido por completo. O estudo do escoamento de emulsões através de um meio poroso saturado pela fase contínua é o principal foco desta dissertação. Este estudo será desenvolvido através das seguintes atividades:

- Adaptação de um modelo de rede de capilares existente para a adição de novos mecanismos de avanço das frentes de concentração de gotas da fase dispersa de uma emulsão, mantendo as características básicas do simulador de escoamento bifásico na escala de poros e possibilitando a simulação da injeção de emulsão em meio saturado por água, bem como da injeção alternada de água e emulsão;
- Aplicação de uma função fator de bloqueio local, função da concentração da fase dispersa, tamanho de gota, geometria do capilar e número de capilaridade, que represente o efeito das gotas da emulsão sobre o escoamento na escala de poros;
- Obtenção e análise de resultados de simulações da injeção contínua de emulsão e alternada (emulsão/água) em meio saturado com água, permitindo a avaliação da influência dos parâmetros de controle nas variáveis características do escoamento, como redução na permeabilidade do meio e concentração da emulsão na saída da rede;

Assim, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver um modelo de rede de capilares para ser usado na análise do escoamento de emulsões em meios porosos, buscando um melhor entendimento dos mecanismos envolvidos.

Os resultados do modelo de rede podem ser utilizados no desenvolvimento de modelos macroscópicos que descrevam o escoamento de emulsões em meios porosos, permitindo a simulação do processo de recuperação de petróleo através da injeção alternada de água e emulsão.