

2

Processos de Recuperação de Óleo

2.1

Introdução

O petróleo, mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos), [17], é acumulado nos espaços vazios, no interior de uma rocha chamada reservatório, representado na Figura 2.1. A relação entre o volume de vazios (volume poroso = V_p) da rocha reservatório e seu volume total (V_t) é definida como sendo a porosidade (ϕ) da rocha.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2-1)$$

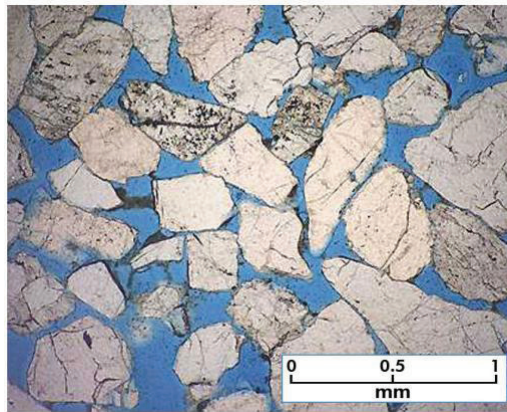


Figura 2.1: Matriz rochosa e espaço poroso [1].

Os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia para vencer a resistência ao deslocamento através dos poros da rocha em direção aos poços produtores. Essa energia é chamada de energia primária, que se manifesta através da pressão acumulada na rocha reservatório como resultado da interação de alguns fatores (matéria orgânica, sedimentos, pressão e temperatura) pelos quais a jazida passou até se formar completamente.

A energia primária da jazida vai sendo dissipada durante o processo de produção em função da descompressão dos fluidos do reservatório e das resistências encontradas pelos mesmos ao se deslocarem, refletindo diretamente no decréscimo da pressão do reservatório e conseqüentemente na produtividade dos poços. Essas resistências estão associadas às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso.

Para se obter uma maior produção dos reservatórios que estavam com sua energia primária esgotada desenvolveu-se os processos de recuperação de petróleo.

De forma geral, os processos de recuperação são divididos em primário, secundário e recuperação avançada de óleo (EOR - Enhanced Oil Recovery) e não necessariamente são aplicados nesta sequência.[17]

2.2

Recuperação Primária

A produção devida unicamente à energia natural do reservatório é chamada de recuperação primária e geralmente fica em torno de 20% do volume de óleo original da jazida para o mecanismo de gás em solução, podendo ser um pouco maior, no caso dos mecanismos de capa de gás e de influxo de água. O processo pelo qual uma quantidade adicional de óleo é produzida por suplementação da energia primária ou por meios que procuram tornar mais eficiente a utilização da energia primária é chamado de recuperação secundária.

2.3

Recuperação Secundária

Dentre os métodos de recuperação secundária convencionais tem-se a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Ao se injetar um fluido em um reservatório tem-se a finalidade de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, um comportamento puramente mecânico, e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço poroso deixado pelos fluidos produzidos, tentando manter a pressão do reservatório.

O método de recuperação secundária mais utilizado no mundo é a injeção de água. Contudo as estimativas de produção devido ao emprego deste método conduz a uma recuperação de óleo de 30% à 50% da reserva descoberta, devido à chegada precoce da água no poço produtor. Este número é ainda menor no caso de óleos pesados. As baixas recuperações resultantes da injeção de água se deve a uma desfavorável razão de mobilidades entre o fluido deslocante e o deslocado (formação de canais de fluxo preferenciais no meio poroso), as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado (água) e o óleo e a heterogeneidade do reservatório, que favorece a formação dos caminhos preferenciais [17], [3].

2.4

Eficiência de um Projeto de Injeção de Fluidos

Uma injeção eficiente é resultado de uma frente de avanço estável, que percorra de forma uniforme o espaço poroso entre o poço injetor e produtor, com uma boa eficiência de deslocamento.

Ao se estudar o deslocamento imiscível de um fluido por outro é preciso analisar alguns parâmetros que influenciam a eficiência do processo de injeção. Entre eles temos [3] :

1. Mobilidade de um fluido (λ_f): é definida como a permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade nas condições de reservatório.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (2-2)$$

2. Permeabilidade absoluta (k): é a medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos, ou seja, é a medida da condutividade de fluidos [3].
3. Razão de Mobilidades (M): é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante, a água (λ_w), e a mobilidade do fluido deslocado, o óleo (λ_o).

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} \quad (2-3)$$

A razão de mobilidades (M) é um parâmetro importante ao avaliar a injeção de fluidos como método de recuperação de óleo. Ao analisar a injeção de água, tem-se um fluido deslocante com viscosidade muito menor do que a viscosidade do óleo. Logo se moverá muito mais facilmente, encontrando os caminhos preferenciais (canalização) entre os poços injetores e os produtores. Esses canais serão rotas de fluxo de baixa resistência e grande parte da injeção de água escoará por eles, não deslocando outras zonas de óleo, como esquematizado na Figura 2.2.

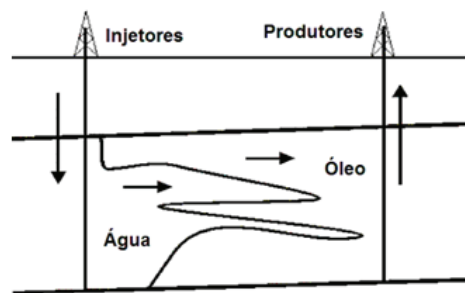


Figura 2.2: Canalização durante o processo de injeção de água em um reservatório [2].

4. Saturação de Fluidos: define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou a porcentagem do volume poroso ocupada pelo fluido. Assim:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2-4)$$

V_f = Volume do fluido

V_p = Volume poroso

5. Eficiência de Recuperação (E_R): a eficiência de um projeto de injeção de fluidos no reservatório pode ser expressa pelo produto de 3 parcelas diferentes:

$$E_R = E_A \times E_{VV} \times E_D \quad (2-5)$$

Onde:

- Eficiência de Varrido Horizontal (E_A) = é a relação entre a área invadida pelo fluido injetado (A_{inv}) e a área total do meio poroso (A_t), ambas medidas em planta, como exemplificado na figura 2.3. Assim:

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (2-6)$$

A Eficiência de Varrido Horizontal depende da configuração da localização dos poços injetores e produtores, da heterogeneidade do meio, do volume de fluido injetado e da razão de mobilidades, esquematizado na Figura 2.3.

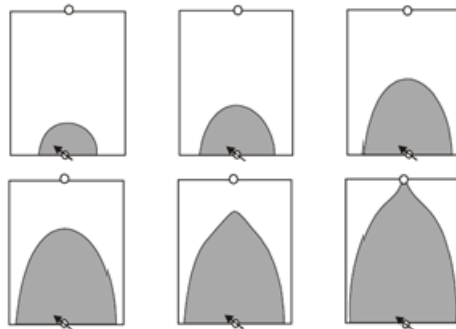


Figura 2.3: Evolução da área invadida sujeito à injeção de água [3].

- Eficiência de Varrido Vertical (E_{VV}) = é a relação entre a área vertical invadida pelo fluido e a área vertical total da seção transversal e depende da heterogeneidade vertical, da inclinação das camadas, da densidade dos fluidos deslocante e deslocado (efeito gravitacional), da razão entre as permeabilidades vertical e horizontal, da razão de mobilidades e do volume de fluido injetado, ilustrado na Figura 2.4.

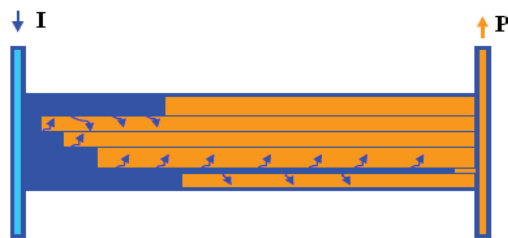


Figura 2.4: Seção vertical de um reservatório estratificado sujeito à injeção de água [4].

- Eficiência de Deslocamento (E_D) = é a medida da redução da saturação de óleo na região invadida pelo fluido deslocante. Assim:

$$E_D = \frac{\bar{S}_{or}}{S_o} \quad (2-7)$$

S_o = Saturação óleo no início da injeção

\bar{S}_{or} = Saturação média de óleo ao final do processo

A Eficiência de Deslocamento pode depender da razão de mobilidades, do volume de fluido injetado, da viscosidade dos fluidos, das permeabilidades, dos efeitos capilares, da inclinação das camadas, da densidade dos fluidos deslocante e deslocado (efeito gravitacional) e da vazão de injeção.

6. Tensões Interfaciais ou Superficiais: resultam da interação de fluidos imiscíveis em suas superfícies ou interfaces e podem ser pensadas como o trabalho necessário para modificar a área de interface entre os fluidos.

No caso da injeção da água, a eficiência do processo é bastante reduzida, principalmente em óleo pesados, deixando elevadas saturações residuais de óleo nas regiões já varridas.

2.5 Recuperação Avançada

Com base nas causas de baixo desempenho da recuperação secundária (altas razões de mobilidades e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo) são definidas as formas de atuação dos processos de recuperação avançada. Os métodos de recuperação avançada geralmente envolvem a injeção de mais de um fluido. Em um caso típico, uma substância de custo elevado é injetada em pequena quantidade para mobilizar o óleo. Este primeiro banco injetado é deslocado por um grande volume de outro fluido de custo mais acessível. Tais métodos de recuperação são classificados como: térmicos (injeção de água

quente, injeção de vapor ou combustão *in-situ*), miscíveis (injeção de hidrocarbonetos, injeção de CO_2), químicos (injeção de polímeros, injeção de soluções alcalinas, injeção de surfactantes ou injeção de emulsões) e outros.

O custo dos fluidos a serem injetados, bem como os custos operacionais, são geralmente altos para a maioria dos métodos de recuperação avançada. Por isso é necessário realizar um estudo geológico e de engenharia (testes de laboratório, simulação numérica, projeto piloto) no reservatório que receberá a aplicação do método, determinando com maior segurança a sua viabilidade técnica e econômica [3].

2.6

Injeção de Emulsão

Uma emulsão consiste em um sistema heterogêneo de pelo menos um líquido imiscível disperso em outro, em forma de gotas. O líquido que contém as gotas dispersas é denominado fase contínua e o outro é chamado fase dispersa ou descontínua. De forma geral, o sistema é estabilizado por um agente emulsificante (surfactante) que favorece a sua formação mediante a redução da tensão interfacial entre os líquidos e ajuda a estabilizar as gotas contra a coalescência.

As emulsões podem ser classificadas como micro-emulsões (dispersão de gotas de tamanho menor do que a longitude de onda da luz visível) e macro-emulsões (dispersão de gotas com diâmetros em geral maiores que $0,1\mu m$ [18]).

Em função das naturezas das fases, as emulsões podem ser classificadas como: emulsão óleo em água (O/A), gotas de óleo dispersas em água; emulsão água em óleo (A/O), gotas de água dispersas em óleo e emulsão múltipla, de gotas de água dentro de gotas de óleo dispersas em água (A/O/A) [19].

No presente trabalho, de agora em diante, entenda-se a palavra emulsão como uma macro-emulsão óleo em água (O/A).

As emulsões podem ser encontradas em diversos processos de recuperação avançada de petróleo. Existem técnicas nas quais soluções com surfactante são injetadas para diminuir a tensão interfacial entre o óleo e a água, o que pode levar a formação de emulsão *in-situ*, e assim mobilizar o óleo remanescente no meio poroso [9].

Por outro lado as emulsões também podem ser preparadas e injetadas diretamente no meio poroso, seguidas da injeção de água, obtendo um incremento no volume de óleo recuperado pelo controle de mobilidade e aumento da eficiência de deslocamento [16]. A maior parte das gotas de emulsão escoam pelos caminhos preferenciais, zonas de alta permeabilidade (varridos anteriormente pela injeção de água), obstruindo as gargantas dos poros e restringindo o es-

coamento nessas áreas. Desta forma durante uma posterior injeção de água o fluxo é desviado para outras regiões (não varridas) [9], aumentando a eficiência de varrido e o fator de recuperação de óleo.

Experimentos realizados por Cobos [5], mostram o comportamento do escoamento de emulsões através de um capilar com garganta. As principais conclusões foram:

1. As gotas da emulsão devem possuir tamanho similar ao das gargantas para reduzir a mobilidade da injeção da fase contínua.

Para caracterizar o fator de redução de mobilidade (f) os autores mediram a queda de pressão durante a injeção de água e emulsão, na mesma vazão de injeção. O experimento foi repetido para várias vazões de injeção e tamanhos de gotas da emulsão. Os autores observaram que para gotas muito menores que o tamanho dos poros o fator de redução da mobilidade tende a 1 e independe da vazão de injeção, como mostrado na Figura 2.5 .

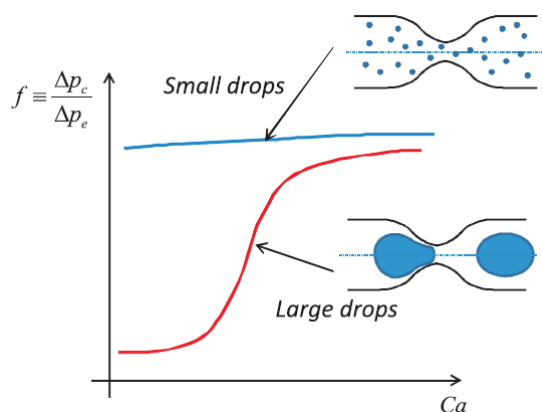


Figura 2.5: Comportamento do fator de redução da mobilidade (f) [5].

2. O fator de redução de mobilidade varia em função do número capilar (vazão de injeção).

Comportamento semelhante foi observado por Romero et al. [6] no estudo do escoamento de emulsões através de um meio poroso. As medidas de queda de pressão durante a injeção de emulsão, em uma amostra rochosa com 32 % de porosidade e 901,6 mD de permeabilidade, para diferentes vazões, mostraram que quanto menor for o número capilar mais efetivo é o controle da mobilidade e em função das características do fluido e do meio poroso pode-se estimar um número capilar crítico, onde a partir deste a redução da mobilidade ocorre de maneira mais significativa, como apresentado na Figura 2.6 .

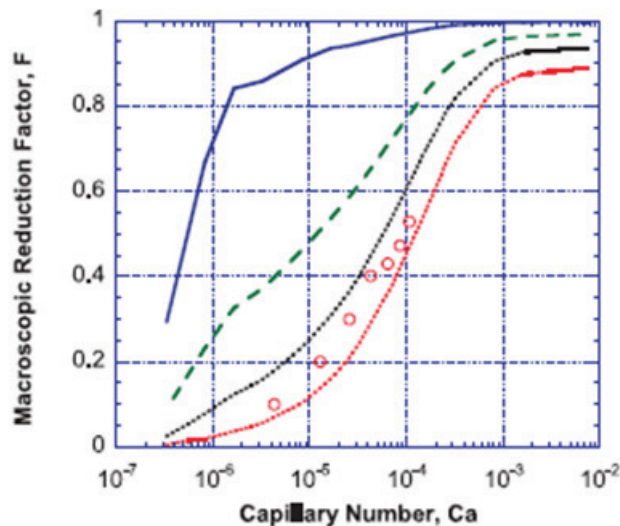


Figura 2.6: Variação do fator de redução de mobilidade (f) em função do número capilar [6].

3. A redução de mobilidade da água devido à injeção de emulsão melhora a eficiência de deslocamento do processo de injeção de água incrementando o volume de óleo recuperado. Um experimento realizado por Guillen [7] consistiu na injeção alternada A/E/A em duas amostras rochosas de porosidade e permeabilidade muito similares, empregando vazões de injeção correspondentes a dois números capilares, 2×10^{-5} e 2×10^{-4} . Os resultados encontrados são apresentados nas Figuras 2.7 e 2.8 e confirmam um melhor resultado no volume deslocado de óleo durante o experimento realizado com o menor valor de número capilar. Outro experimento realizado por Guillen em amostras de diferentes permeabilidades montadas em paralelo, ilustrado na Figura 2.9, mostrou que a injeção de emulsão interfere no volume deslocado de óleo em diferentes escalas, escala de poros (melhora de eficiência de deslocamento) e na escala macro (controle de mobilidade).

Embora experimentos mostrem a efetividade da injeção de emulsões como método de recuperação avançada, esta ainda não foi profundamente estudada e os parâmetros ótimos da emulsão e das condições de operação durante a sua injeção ainda não são bem estabelecidos. Assim, é necessário o estudo mais detalhado do escoamento das emulsões em meios porosos para um melhor entendimento dos parâmetros envolvidos e desta maneira aprimorar a efetividade das emulsões como agentes de controle de mobilidade.

McAulife [15] conduziu estudos de laboratório sobre o escoamento de emulsões óleo em água através de arenitos, com a finalidade de mostrar que

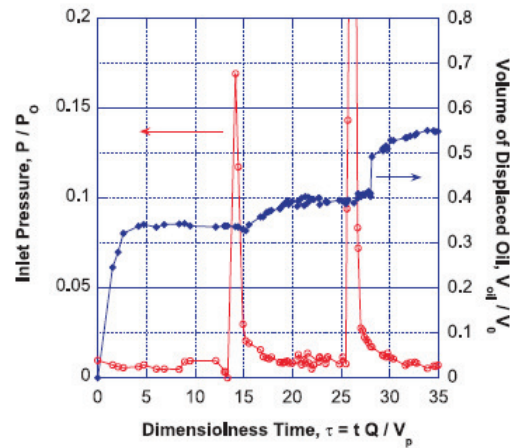


Figura 2.7: Evolução do volume de óleo recuperado e pressão de injeção obtidos adimensionalmente com número capilar de 2×10^{-5} [7].

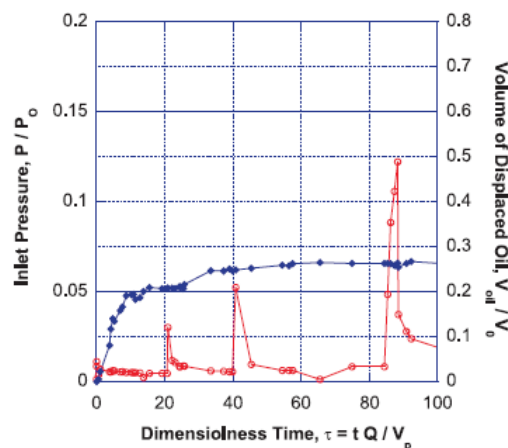


Figura 2.8: Evolução do volume de óleo recuperado e pressão de injeção obtidos adimensionalmente com número capilar 2×10^{-4} [7].

estas emulsões podem ser utilizadas como método de recuperação avançada de petróleo.

Os resultados mostram que as gotas de óleo presentes na emulsão bloqueiam as zonas mais permeáveis do meio poroso, reduzindo a permeabilidade da água nas zonas invadidas pela emulsão. Essa ação é mais efetiva quando o tamanho das gotas de óleo é ligeiramente maior que o diâmetro da garganta dos poros do reservatório. Também foi observado que a redução da permeabilidade é mantida mesmo após a injeção de muitos volumes porosos de água. Por fim o autor concluiu que a injeção de emulsão óleo em água, permite uma melhor distribuição dos fluidos no meio poroso quando comparada com a injeção de água, observando-se um deslocamento mais eficientemente do óleo em direção aos poços produtores.

Em seguida McAuliffe [16] realizou testes de campo utilizando a injeção

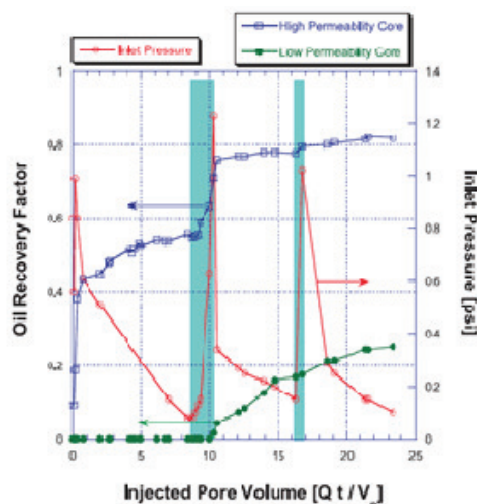


Figura 2.9: Evolução do volume de óleo recuperado e pressão de injeção obtidos durante a injeção alternada de água e emulsão em amostras de rochas paralelas de diferentes permeabilidades. O sombreado verde indica o período de injeção de emulsão [8].

de dois bancos de emulsão com uma concentração de 14% de óleo cru, observando o aumento da produção de óleo e queda na RAO (razão água óleo) ao redor da área tratada com a emulsão quando comparado com os resultados obtidos da área tratada com a injeção de água. Através da injeção de traçadores radioativos foi observado uma mudança favorável no fluxo de fluidos após a injeção de emulsão sugerida pelo aumento da produção de água da formação, indicando uma redução da canalização da água injetada.

Bryan, Wang e Kantzas [9] realizaram estudos de laboratório identificando o uso da emulsão como método de recuperação avançada de óleo pesado. Eles utilizaram a técnica da injeção de água com álcali surfactante, reduzindo a tensão entre o óleo e a água no reservatório e formando emulsão *in-situ*. Em paralelo os autores construíram um modelo numérico usando um software comercial para simular a formação de emulsão *in-situ*. Os resultados obtidos em ambos os estudos mostram um aumento na produção de óleo e queda na produção de água após a formação da emulsão, indicando uma aparente redução na permeabilidade relativa da fase aquosa, que resulta em uma melhor eficiência de varrido da frente injetada.

O efeito da concentração de emulsão injetada em arenitos foi avaliada experimentalmente por Mandal, Samanta, Bera e Ojha [10]. Nos experimentos foram injetados 0,5 volumes porosos de emulsão nas concentrações de óleo 5%, 10%, 20% e 30%. Os resultados embora parecidos mostram que as emulsões com maiores concentrações de óleo resultavam em melhores recuperações de óleo, observando-se mais uma vez que com o escoamento de emulsões houve

a redução da permeabilidade do meio e a varredura de novas áreas porosas, aumentando a eficiência de deslocamento da injeção.

Khambharatana, Thomas e Ali [11] fizeram um estudo numérico e experimental sobre o escoamento de emulsões. Vários testes foram realizados no intuito de observar os mecanismos físicos que ocorrem durante o escoamento das emulsões assim como simulações numéricas para reproduzir os resultados experimentais. O resultado numérico que mais se aproximou do experimental foi um modelo reológico multifásico não-Newtoniano, acoplado com um modelo de permeabilidade relativa, considerando os efeitos da tensão interfacial e a captura de gotas dependente do tempo.

Schmidt, Soo e Radke [12] concluíram, observando resultados teóricos e experimentais, que o deslocamento de óleos viscosos apresentava um melhor desempenho quando utilizada a injeção de uma emulsão estável de óleo em água como processo de recuperação. Fato que é decorrente de um melhor controle microscópico de mobilidade na injeção da fase contínua (água), através da redução da permeabilidade local (bloqueio). Com base nas observações experimentais os autores apresentaram uma teoria para o deslocamento das emulsões em meios porosos baseada no modelo de filtração, no qual as gotas de óleo são retidas nas gargantas dos poros, reduzindo a permeabilidade da rocha reservatório. Os autores verificaram que em amostras de diferentes permeabilidades a utilização da injeção de emulsão causava efeitos positivos não só no controle de mobilidade, mas também no desvio do fluxo injetado para regiões de baixa permeabilidade.

Nos testes realizados observou-se que o sucesso do processo de injeção de emulsão depende do grau de penetração das gotas, que é função da velocidade da frente de escoamento da emulsão e do tamanho das gotas da fase dispersa, chegando a conclusão que a emulsão mais eficiente possui uma alta concentração de gotas com uma distribuição de tamanho de gota intermediário.