2
Estado da Arte

Neste capítulo será realizada uma revisão bibliográfica com os principais tópicos tratados neste trabalho. Serão abordados: alguns conceitos básicos, recuperação de óleo, injeção de água, recuperação avançada, emulsão e injeção de emulsão como recuperação avançada.

2.1.
Conceitos Básicos

Neste tópico alguns conceitos básicos serão estabelecidos para um melhor entendimento do trabalho. Serão definidos: tensão interfacial, pressão capilar, permeabilidade absoluta, efetiva e relativa, mobilidade e razão de mobilidade, eficiência de varrido, eficiência de deslocamento e eficiência de recuperação.

Tensão interfacial é uma propriedade termodinâmica de interfaces. As moléculas de um líquido geralmente se repelem, porém na superfície, por estarem um pouco mais afastadas entre si, elas se atraem. Esta atração é necessária para que as moléculas da superfície não “escapem” (Trefethen, 1969). Logo, tensão superficial (líquido – ar) ou tensão interfacial (líquido – líquido) pode ser entendida como a força exercida por esta atração. É definida, também, como a energia requerida para aumentar a área de interface em uma unidade. Tensão interfacial é uma medida de miscibilidade, quanto menor for a tensão interfacial, mais as duas fases se aproximam da miscibilidade. Por exemplo, quando o ponto crítico é alcançado, as propriedades das duas fases são indistinguíveis e, logo, a tensão interfacial é zero (Willhite, 1986).

Outro conceito importante sobre o mesmo tema é a pressão capilar. Ela é a diferença de pressão existente entre dois fluidos imiscíveis decorrentes da tensão interfacial agindo em uma superfície curva (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). A pressão capilar é inversamente proporcional ao raio de curvatura da interface, ou seja, quanto menor for a gota, maior será a pressão capilar entre as duas fases.

Uma propriedade da rocha muito importante é a permeabilidade, que caracteriza a facilidade com que um fluido escoa pelo meio poroso ou, em outras

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

palavras, é uma medida da condutividade de fluidos no meio. A permeabilidade para o escoamento horizontal e linear de um fluido incompressível de viscosidade μ através de uma amostra de comprimento L, área transversal A é definida de acordo com a Equação 1:

$$k = \frac{q\mu}{A\left(\frac{\Delta p}{\mathrm{L}}\right)} \qquad \textbf{Equação 1}$$

Onde q é a vazão volumétrica e △p é o diferencial de pressão entre as duas extremidades da amostra (Collins, 1961).

A permeabilidade absoluta independe do fluido injetado; é uma propriedade somente da rocha. Ainda assim, alguns fatores podem afetar o valor da permeabilidade medida, dentre eles: (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006)

- Uso de gás como fluido para medida de permeabilidade – efeito Klinkenberg: fenômeno de escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, provocando valores maiores que os reais para permeabilidade. A relação de Klinkenberg é capaz de corrigir este fenômeno. O fenômeno é detalhado no trabalho de Klinkenberg (1941)
- Reação rocha fluido: ocorre quando a permeabilidade é medida com água de salinidade menor que a da formação. A falta de sal provoca uma diminuição na permeabilidade medida devido ao inchamento da argila existente na amostra
- Sobrecarga: a variação da pressão de confinamento da amostra pode gerar diferentes valores de permeabilidade. Quanto maior for a pressão confinante, menor será a permeabilidade

Permeabilidade efetiva é uma medida realizada quando o meio poroso está saturado com pelo menos dois fluidos. Quando dois fluidos escoam juntos pelo meio, a “facilidade” com que cada um deles escoa é prejudicada pela presença do outro fluido. Desta forma, a permeabilidade efetiva (sempre menor que a absoluta) varia de acordo com a saturação dos fluidos no meio poroso. Quanto maior for a presença de um fluido, maior será a permeabilidade efetiva do mesmo.

A permeabilidade relativa é simplesmente uma forma adimensional (normalizada) de quantificar a permeabilidade efetiva. É definido como a razão

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

entre a permeabilidade efetiva e a absoluta. A curva de permeabilidade relativa (Figura 5) é uma forma usual de mostrar a variação das permeabilidades relativas das fases com a saturação. Estas curvas são extremamente importantes no gerenciamento do reservatório, já que descrevem como as fases escoam no reservatório e são dados de entrada essenciais aos simuladores de reservatórios usados pela indústria.

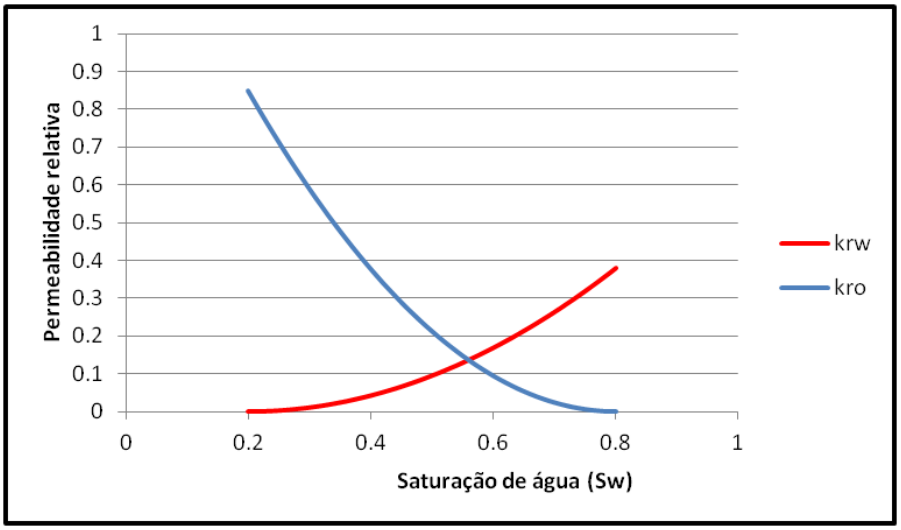

Figura 5 Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa para um meio poroso saturado com água e óleo

Esta curva mostra que, quando o reservatório está saturado com dois fluidos, o escoamento de cada fluido é dificultado pela presença do outro. A permeabilidade relativa nunca é igual a 1 quando dois ou mais fluidos estão presentes. Conforme a saturação de um fluido aumenta, sua permeabilidade também aumenta, enquanto que a do outro diminui. Nesta curva, ainda, dois valores de saturação muito importantes podem ser facilmente visualizados:

- Saturação de água conata (S_{wc}) => equivale a menor saturação de água encontrada no reservatório. Geralmente é a condição inicial de saturação de água em um campo. No exemplo da Figura 5, Swc = 0,2.
- Saturação de óleo residual (Sor) => equivale ao óleo que não é mais deslocado na rocha, ou seja, é o óleo que permanece no reservatório e não pode mais ser produzido em determinadas condições. No caso da Figura 5, Sor = 1,0 – 0,8 = 0,2.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

A mobilidade de um fluido é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva desse fluido e sua viscosidade nas condições de reservatório, de acordo com a Equação 2:

$$\lambda = \frac{k_{ef}}{\mu} \qquad \textbf{Equação 2}$$

Já a razão de mobilidade é a razão entre a mobilidade do fluido deslocante (*w*) atrás da frente de avanço e a mobilidade do fluido deslocado (*o*) – Equação 3.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{efw} \times \mu_o}{k_{efo} \times \mu_w} \qquad \textbf{Equação 3}$$

A razão de mobilidade é diretamente relacionada à eficiência de varrido de um reservatório. Razões de mobilidade favoráveis (M ≈ 1) implicam em melhores eficiências de varrido, já que a interface entre as fases torna-se mais uniforme. Já razões de mobilidades muito altas levam a frentes não uniformes diminuindo a área varrida do reservatório e, consequentemente, a eficiência do método de recuperação.

Outro aspecto importante no escoamento bifásico em meios porosos é a eficiência de deslocamento das fases na escala de poros. A eficiência de deslocamento é uma medida da redução da saturação de óleo na região invadida pela fase aquosa.

A eficiência de deslocamento também é conhecida como eficiência microscópica pela escala onde atua, já a eficiência de varrido é conhecida como eficiência macroscópica, já que somente faz sentido se considerando o reservatório como um todo ou uma região grande do mesmo.

Logo, a eficiência de recuperação de um projeto de injeção de um fluido imiscível em um reservatório pode ser definida como o produto entre as eficiências de varrido horizontal, vertical e a de deslocamento (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). Projetos de recuperação de óleo buscam melhorar sua eficiência de deslocamento e/ou a eficiência de varrido obtendo melhores eficiências de recuperação de óleo e consequentemente aumentar a reserva.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

2.2.
Recuperação de Óleo

A recuperação de petróleo pode ser tradicionalmente dividida em três fases: recuperação primária, secundária e terciária (Green, 1998). A produção primária é o resultado do deslocamento de óleo impulsionado pela própria energia do reservatório, ou seja, o reservatório possui uma pressão elevada suficiente para “empurrar” o óleo dos poros para a superfície. A eficiência deste método é função do mecanismo de produção do reservatório. Os principais métodos são: gás em solução, capa de gás e influxo de água (ou ainda um mecanismo combinado). Quando esta pressão cai e a produção, como consequência, diminui, o segundo estágio, chamado de recuperação secundária, é implementado. Neste, um fluido, geralmente água, é injetado no reservatório para aumentar a pressão do reservatório e, logo, manter a vazão desejada. Todavia, este método ainda deixa uma quantidade considerável de óleo no meio poroso. Assim sendo, um terceiro estágio passa a ser implementado: a recuperação terciária, como era chamado antigamente devido à ordem cronológica. Esta recuperação utiliza métodos mais sofisticados e, naturalmente, mais caros para recuperar óleo. Atualmente, a recuperação terciária passou a ser conhecida como recuperação avançada ou EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Esta mudança de nomenclatura se deve ao fato de que a ordem cronológica nem sempre é seguida, existindo vezes em que ela é implementada sem que exista recuperação secundária. Outro exemplo disso é que um campo de óleo nem sempre é capaz de produzir de forma econômica em sua recuperação primária e existem casos em que a recuperação secundária é implementada desde o início da vida do campo.

2.3.
Injeção de Água (Recuperação Secundária)

A injeção de água (*waterflooding*) é o método mais comum de injeção de fluidos em reservatórios. Sua popularidade se justifica através da sua disponibilidade, relativa facilidade para operação e boa eficiência em deslocar óleo (Craig, 1993), além de baixo custo.

A água e o óleo são imiscíveis sob praticamente todas as condições de pressão e temperatura de reservatório e de superfície porque as solubilidades do óleo na água e da água no óleo são baixas (Willhite, 1986). Por conta disto, a água, além de manter a pressão do reservatório, é capaz de deslocar o óleo.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

Ao se injetar água no reservatório, a saturação de água ao redor do poço injetor aumenta bastante e forma-se um banco de óleo a frente da água injetada. Entre a zona lavada e o banco de óleo, obtém-se uma região onde a saturação de água cai bruscamente. Esta região é denominada frente de avanço. Quando o banco de óleo atinge o poço produtor, um aumento da produção de óleo pode ser observado (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006).

Porém, devido a razão de mobilidade do óleo e água, a água não é capaz de deslocar todo o óleo presente no reservatório. A interface óleo-água é extremamente instável e existe uma tendência de formação de canais de escoamento preferenciais (van Meurs & van der Poel, 1958). A água, ao ser injetada, percorre este canal preferencial, geralmente caracterizado por uma zona mais permeável ou por ser o caminho mais curto entre os poços injetor e produtor.

Estes caminhos preferenciais são conhecidos como *viscous fingerings* (como podem ser vistos na Figura 6). Quanto maior for a razão de viscosidade óleo/água, maior é a tendência de eles ocorrerem e mais acentuados eles são. Outro fator determinante para a formação dos *fingers* é a heterogeneidade do reservatório. Uma rocha heterogênea apresenta zonas mais ou menos permeáveis que acabam “indicando” o caminho que a água deve percorrer. Todavia, já foi mostrado que mesmo em laboratórios, onde pode-se utilizar amostras de rocha mais homogêneas, a formação de *fingers* ainda existe (Craig, 1993).

Figura 6 Formação de *fingerings* para uma razão de viscosidade óleo-água de 80 (van Meurs & van der Poel, 1958)

Isto tem por consequência a redução da eficiência de varrido do método, já que, como a água percorre caminhos preferenciais, ela não atinge todo o

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

reservatório. Logo, o óleo não é todo deslocado. Ou seja, o óleo localizado entre dois *fingers* não é atingido pela água, permanecendo no mesmo lugar.

Os *fingers* também antecipam a chegada da água injetada no poço produtor. O tempo que leva a água injetada (frente de avanço) a alcançar o poço produtor é chamado de tempo de *breakthrough*. Quanto maior este tempo, menos heterogêneo é o reservatório, menor é a razão de viscosidade entre óleo e água e mais óleo é deslocado.

Após o *breakthrough*, a produção de água aumenta e, dependendo da razão água-óleo (RAO – razão entre o volume de água e o volume de óleo produzidos) no poço produtor, isto pode ser um fator limitante do projeto. As plataformas são projetas para uma vazão máxima de óleo produzido e também para uma vazão máxima de água produzida, que, por não poder ser diretamente descartada, deve ser tratada dentro da plataforma.

Como o projeto pode ser interrompido com uma vazão considerável de óleo sendo produzido e ainda restaria um volume grande de óleo no reservatório (uma saturação residual de óleo), meios alternativos devem ser pensados de forma a aumentar o fator de recuperação do campo. Estes meios são os métodos de recuperação avançada (EOR).

A saturação de óleo residual (S_{or}) estabelece a eficiência máxima do deslocamento de óleo pela água em um nível microscópico. A saturação de óleo residual é função da molhabilidade, distribuição de tamanho de poros, heterogeneidade microscópica da rocha e propriedades do fluido injetado (água). (Willhite, 1986) Destes fatores o mais simples de se alterar são as propriedades do fluido injetado. É em busca disso que alguns métodos de recuperação avançada são baseados.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

2.4. Recuperação Avançada de Óleo (EOR – *Enhanced Oil Recovery*)

Os processos de EOR podem ser classificados em cinco categorias (Green & Willhite, 1998): processos de controle de mobilidade, processos químicos, processos miscíveis, processos térmicos e processos biológicos ou microbiológicos.

Processos de controle de mobilidade são aqueles baseados primeiramente em manter uma razão de mobilidade favorável para aumentar a eficiência volumétrica do processo, ou seja, faz com que o processo alcance uma parte maior do reservatório.

Processos químicos são aqueles em que produtos químicos, como surfactantes ou polímeros, são injetados para que a eficiência microscópica seja melhorada através da redução da tensão interfacial entre o fluido deslocante e o petróleo. Em alguns casos, o controle de mobilidade também pode ser realizado através de processos químicos.

Em processos miscíveis, o objetivo é injetar fluidos que são diretamente miscíveis com o petróleo, ou seja, fluidos que, ao se misturarem com o petróleo, formam uma única fase. Exemplo disso seria a injeção de dióxido de carbono ou de nitrogênio. Neste caso, a razão de mobilidade entre os dois fluidos é determinante para a eficiência de varrido e, a molhabilidade para a eficiência de deslocamento (efeitos capilares).

Processos térmicos envolvem injeção de energia térmica ou geração de calor dentro do reservatório para, principalmente, alterar a viscosidade do petróleo e melhorar a recuperação do mesmo. Injeção de vapor ou combustão *in-situ* através de injeção de ar ou oxigênio são exemplos deste processo.

Os processos biológicos ou microbiológicos consistem na adição de bactérias com a água de injeção. Estas bactérias realizam reações químicas em contato com o petróleo e são capazes de quebrar cadeias mais longas de hidrocarbonetos, o que resulta em um óleo mais leve, menos viscoso e mais fácil de ser deslocado do reservatório. As bactérias ainda podem provocar mudanças na tensão interfacial entre óleo e água ou alterar a molhabildade da rocha.

A injeção de emulsões óleo em água em reservatórios tem como objetivo controlar a razão de mobilidade dos fluidos injetado e deslocado, logo é classificado como um processo de controle de mobilidade. Porém, como será mostrado no desenvolvimento do trabalho, emulsões não só alteram a mobilidade das fases, mas também a eficiência do deslocamento na escala de poros.

2.5. Emulsão

Emulsão é um sistema heterogêneo formado por dois líquidos imiscíveis, onde um deles é disperso no outro em forma de gotas (Becher, 2001). Em uma emulsão, além das fases constituintes, o conhecimento de suas propriedades físicas, como tamanho de gotas e sua distribuição, além da reologia, é de extrema importância para sua aplicação.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

As emulsões são naturalmente instáveis e não se formam sem que haja um fornecimento de energia ao sistema. Uma forma de se formar emulsões é através de agitadores; eles são capazes de quebrar um meio em gotas através de forças cisalhantes (energia mecânica). Mesmo assim, por serem instáveis, as gotas tendem a coalescer.

Para uma emulsão se manter estável é necessário a presença de agentes emulsificantes (ou surfactantes) que se localizam na interface óleo-água. Os emulsificantes levam a uma redução da tensão interfacial, o que provoca a dispersão e emulsificação das gotas (Kokal, 2005).

Algumas das frações mais pesadas do petróleo são agentes emulsificantes, como asfaltenos e resinas. Isto faz com que as emulsões estejam presentes em praticamente todas as etapas da produção e do processamento de óleo: dentro dos reservatórios, nos poços, nas unidades de processamento primário na plataforma, no transporte em dutos e no processamento nas refinarias (Kokal, 2005).

Tensão interfacial torna-se então um fator importante na estabilidade da emulsão. Outros fatores como volume do meio disperso, tamanho de gotas e viscosidade também influenciam na sua estabilidade. Menores gotas são mais estáveis devido a maior razão área/volume, altas viscosidades e menores volumes do meio disperso diminuem as colisões entre gotas o que desfavorece a coalescência.

Outra forma de estabilizar emulsões é através de partículas sólidas menores que as gotas, que podem ser argila ou sílica, entre outras. Tais partículas são adsorvidas na interface óleo-água criando uma fina barreira entre as duas fases e, consequentemente, minimizando as interações de interface o que impede a coalescência das gotas. Estas são conhecidas com emulsões *Pickering* (Alvarado, Wang, & Moradi, 2011).

Na indústria do petróleo, as emulsões ocorrem principalmente da seguinte forma (Figura 7):

- Emulsão de água em óleo (W-O): gotas de água dispersas no óleo (meio contínuo)
- Emulsão de óleo em água (O-W): gotas de óleo dispersas na água (meio contínuo)
- Emulsão múltipla: pequenas gotas dispersas em gotas maiores que são dispersas em um meio contínuo. Exemplo: emulsão W-O-W que são gotas de água dispersas em gotas maiores de óleo que são dispersas na água (meio contínuo).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

A forma mais comum de emulsão presente na indústria é de água em óleo, já que muitos campos produzem óleo com emulsões W-O. Porém, neste trabalho, o foco será nas emulsões O-W, também presente nas fases avançadas de produção de um campo, nos quais os poços produzem com altas frações de água.

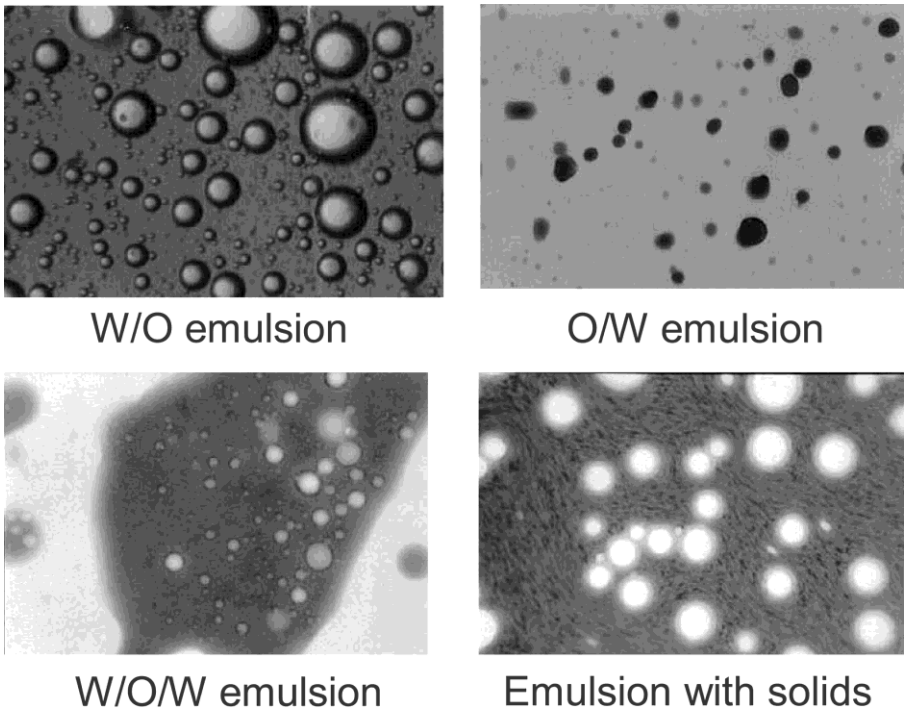

Figura 7 Diferentes tipos de emulsão (Kokal, 2005)

Além da indústria do petróleo, as emulsões também são comumente encontradas nas áreas farmacêuticas, de cosméticos, de higiene e alimentícias. Um exemplo muito conhecido na indústria alimentícia é a maionese, uma emulsão óleo em água estabilizada por um surfactante presente na gema do ovo.

2.6. Injeção de Emulsão como um método de EOR

A injeção de emulsão como uma forma de recuperação avançada de óleo (EOR) começou a ser estudada no final da década de 60. Foram realizados testes em laboratórios e foi observado que a emulsão de óleo em água (O-W) possuía propriedades capazes de melhorar a recuperação de óleo.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

O comportamento de uma gota de óleo na escala de poros é um assunto que deve ser estudado para o entendimento de como a emulsão é capaz de melhorar a recuperação de óleo. Nesta escala, efeitos capilares são relevantes e exercem grande influência no escoamento.

A Figura 8 apresenta um esquema de uma gota de óleo escoando através de um poro com estreitamento. Pode-se observar que, considerando o estreitamento menor do que a gota, a mesma deve-se deformar para ser capaz de ultrapassar este poro. Desta forma, o raio de curvatura da região frontal da gota torna-se menor do que o da região de trás da gota. Isto faz com que a pressão capilar, que é inversamente proporcional ao raio de curvatura (Equação 4), na frente da gota seja maior do que atrás da gota. Logo, este efeito faz com que uma pressão extra seja necessária para forçar a gota escoar pelo estreitamento. Esta pressão pode ser calculada como a diferença das pressões capilares na frente e no final da gota.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

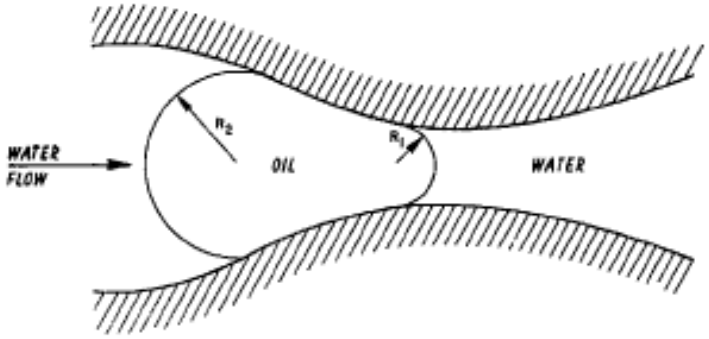

Figura 8 Esquema de uma gota de óleo escoando através de um poro com garganta (McAuliffe C. D., 1973)

A pressão capilar para o caso de uma gota esférica é dada de acordo com a Equação 4.

$$Pc = \frac{2\sigma}{R} \qquad \textbf{Equação 4}$$

Este fenômeno, conhecido como efeito Jamin, é capaz de impedir ou dificultar o escoamento de fluidos em um canal de meio poroso quando mais de uma interface está presente (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). No caso apresentado, dependendo da relação de raios de curvatura, o estreitamento do

poro pode provocar um diferencial de pressão impraticável e, consequentemente, causar um bloqueio do fluxo neste ponto.

Partindo deste princípio e levando-se em conta que a injeção de água provoca canais de escoamento preferenciais (*fingers*), devido, principalmente, à heterogeneidade da rocha e à sua baixa viscosidade, a emulsão de óleo em água (O-W), injetada no reservatório, pode seguir estes canais e causar o bloqueio de poros, através do efeito Jamin. Este bloqueio diminui a permeabilidade efetiva da água fazendo com que ela escoe por zonas que eram originalmente menos permeáveis, ou seja, é capaz de aumentar a área de varrido do reservatório em uma injeção de água.

Resumidamente, a injeção de emulsão pode ser entendida através do esquema da Figura 9. As linhas pretas indicam o caminho preferencial da água injetada. A partir da injeção da emulsão O-W, as gotas de óleo seguirão o mesmo caminho e são capazes de bloquear os poros. A partir de uma nova injeção de água, os caminhos preferenciais estarão bloqueados e a água será obrigada a percorrer zonas menos permeáveis e varrer uma área maior do reservatório.

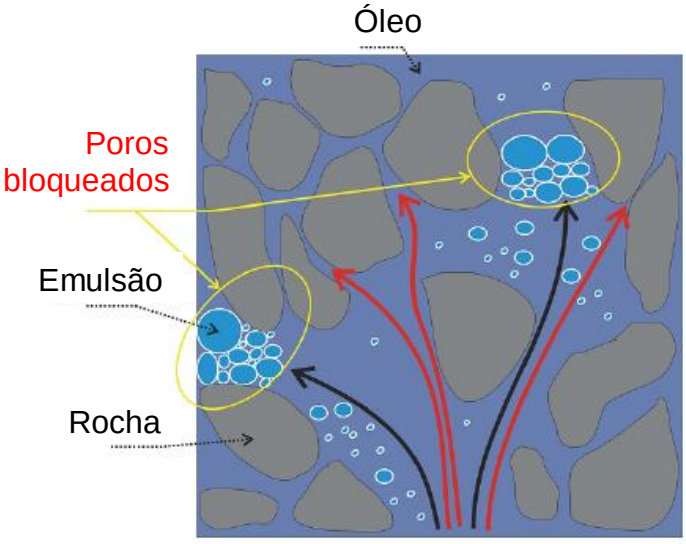

Figura 9 Esquema da injeção de emulsão como recuperação avançada

Seguindo esta ideia, uma alternativa interessante do ponto de vista técnico é a injeção de água alternada com emulsão O-W como uma forma de recuperação avançada através do controle de mobilidade. Todavia, um longo caminho ainda deve ser percorrido para se definir os principais critérios desta

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

injeção alternada, como volume do banco de emulsão e outros parâmetros que serão discutidos neste trabalho.

Esta diminuição da permeabilidade efetiva pode ser verificada através de experimentos. Tanto McAuliffe (1973) quanto Hofman e Stein (1991) observaram que a redução de permeabilidade depende da razão tamanho de gota / tamanho de poro. Considerando um tamanho fixo de poros, uma gota muito pequena pouco se deforma (ou nem se deforma) e a razão dos raios de curvatura é próxima de 1, não ocorrendo o bloqueio (ou sequer gerando qualquer dificuldade para o fluxo). Já para uma gota grande, a mesma precisa se deformar ocorrendo assim o efeito Jamin, podendo ou não ocorrer o bloqueio.

A Figura 10 apresenta a redução de permeabilidade observada por McAuliffe (1973) para tamanhos de gota médios de 1 μm e 12 μm (para um mesmo meio poroso) em um experimento onde é injetado emulsão de O-W com 0,5% de concentração. Pode-se observar uma redução da permeabilidade efetiva em ambos os casos, porém, para o caso de 12 μm, a permeabilidade já se reduziu pela metade em apenas um volume poroso injetado da solução, enquanto que para o caso de 1 μm, mesmo com 10 volumes porosos injetados, tal redução não foi observada.

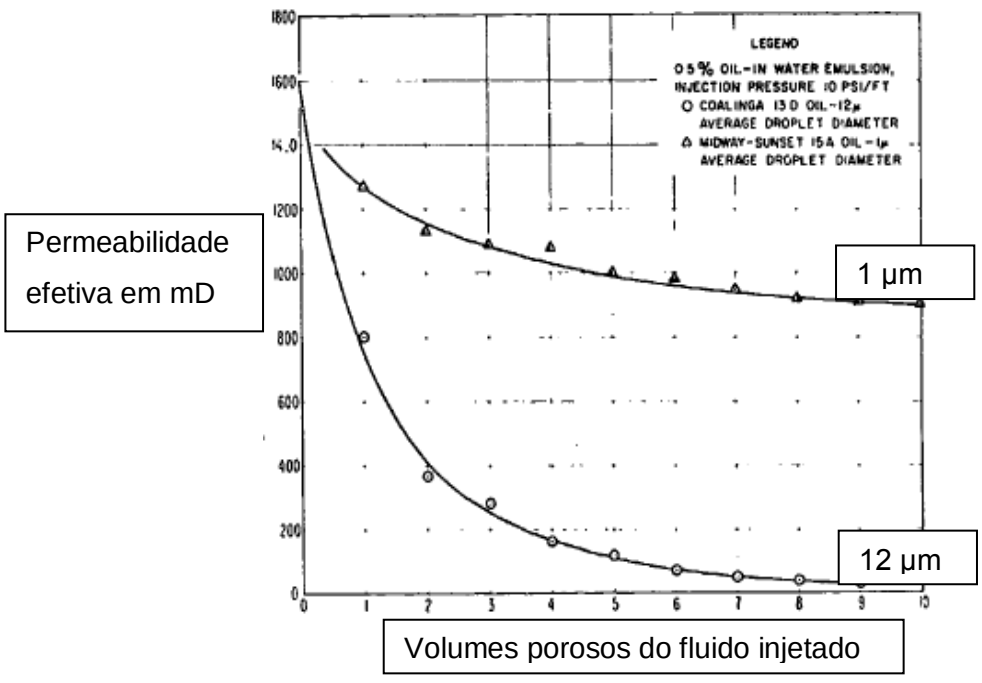

Figura 10 Redução da permeabilidade efetiva em função do volume de poros do fluido injetado para 1 μm e 12 μm (McAuliffe C. D., 1973)

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

A Figura 11 apresenta a redução da permeabilidade observada por Hofman e Stein (1991). Novamente observa-se que a redução de permeabilidade é mais efetiva para maiores tamanhos médios de gota, desde que os outros parâmetros sejam mantidos constantes.

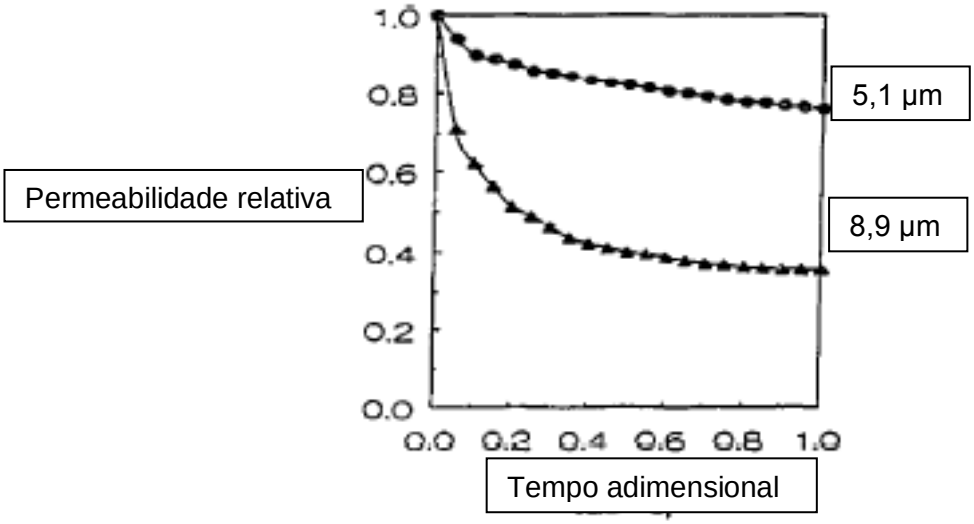

Figura 11 Redução da permeabilidade adimensionalizada em função do tempo adimensionalizado variando o tamanho de gota (Hofman & Stein, 1991)

Estes resultados indicam uma redução do fluxo em zonas de maior permeabilidade e, consequentemente, uma melhor distribuição do fluxo na amostra para qualquer tamanho médio de gotas, porém este efeito é muito mais efetivo em maiores tamanhos de gota.

McAuliffe (1973) também pôde observar isso através do volume de óleo deslocado em uma amostra a partir da injeção de água e da injeção de emulsão. Pode-se observar, de acordo com o gráfico da Figura 12, que a injeção de emulsão pode deslocar um volume maior de óleo da amostra e, também, reduzir a produção de água, como se pode verificar nos valores da razão água-óleo (RAO) apresentados no gráfico.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

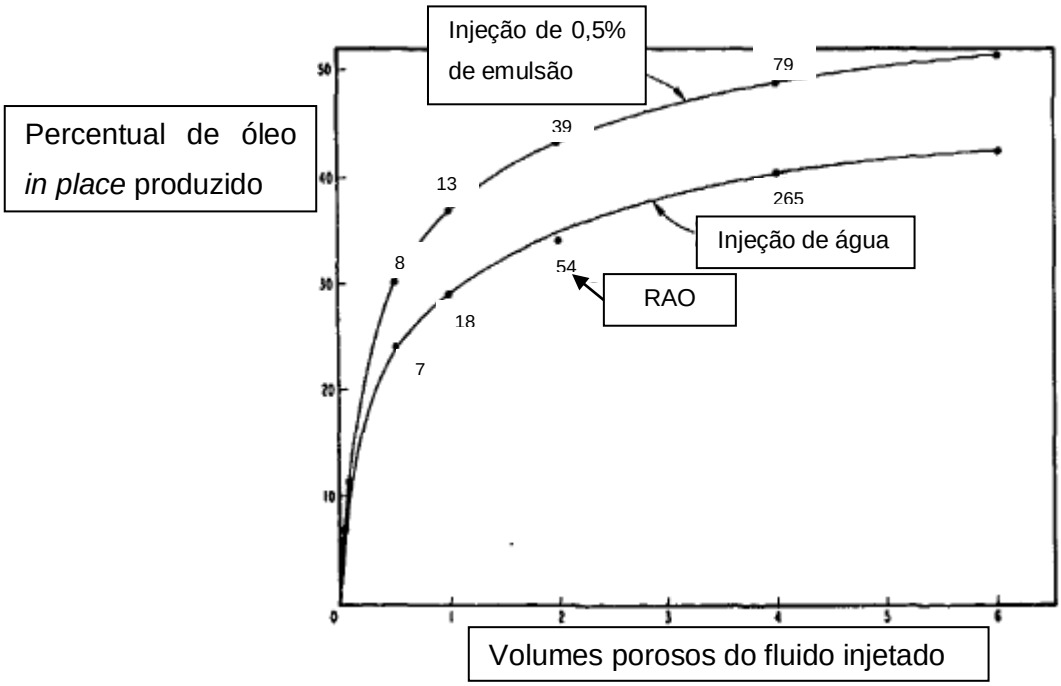

Figura 12 Volume de óleo deslocado em função do volume poroso do fluido injetado para água e emulsão adaptado de (McAuliffe C. D., 1973)

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

Um teste de campo também já foi realizado para verificar o efeito de bloqueio e redução de permeabilidade, obtendo um incremento da produção de óleo com a injeção de emulsão O-W. Este teste foi realizado no campo de Midway Sunset na Califórnia onde uma parte foi tratada com injeção de emulsão, enquanto que outra foi tratada apenas com injeção de água para comparação dos resultados.

Conforme se pode ver na Figura 13, a produção de óleo decaiu continuamente, mesmo com a injeção de água, que ainda proporcionou um pequeno incremento na produção de óleo, mas também um aumento da razão água-óleo e na produção total de fluidos (óleo + água). Já na Figura 14, com a injeção de emulsão, uma quantidade equivalente a 55 mil barris extras foram produzidos e a razão água-óleo chegou ainda a diminuir após a injeção de emulsões. Neste último caso, uma emulsão com 3% de óleo foi injetada durante oito dias, seguido de uma com 14% de óleo, que durou aproximadamente 4 meses. Mesmo não entrando em detalhes, foi informado um aumento da pressão de injeção, que, por conta do efeito de bloqueio, pode se considerar esperado. Não foi informado em quanto esta pressão aumentou e nem se isso representou alguma limitação do ponto de vista mecânico (bombas, etc.) e geomecânico. O volume total de emulsão injetado foi estimado em 3% do volume poroso. Apesar da escolha de 14% de óleo na emulsão ter sido arbitrária, o autor acredita que a

injeção com uma menor concentração durante um período mais longo pode ser mais eficiente, já que a heterogeneidade poderia ser melhor controlada.

Estes resultados (maior produção de óleo e menor RAO) indicam que os canais preferências existentes após a injeção de água foram bloqueados pelas emulsões, proporcionando um aumento da área varrida no reservatório e, logo, um aumento da eficiência de varrido do método de recuperação.

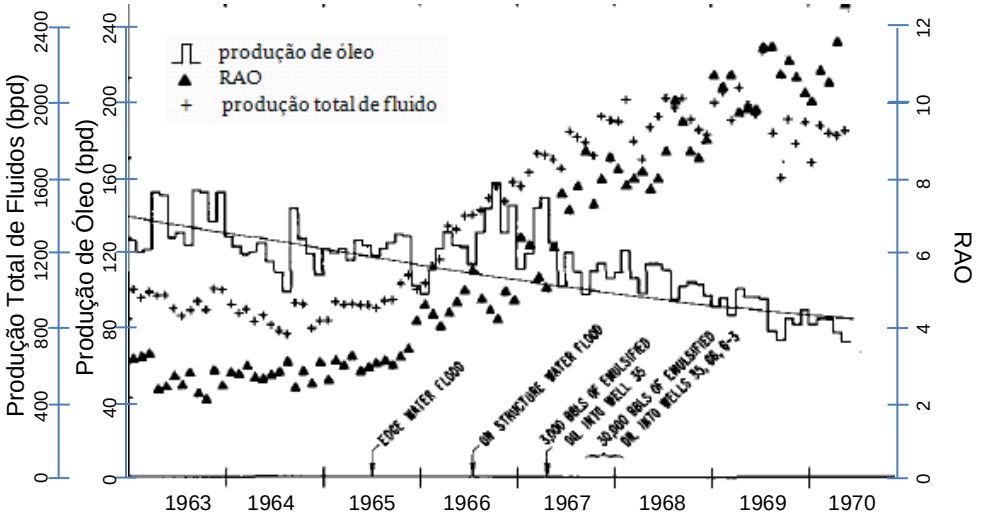

Figura 13 Produção de fluidos em uma zona de injeção de água (McAuliffe C. D., 1973) - adaptado

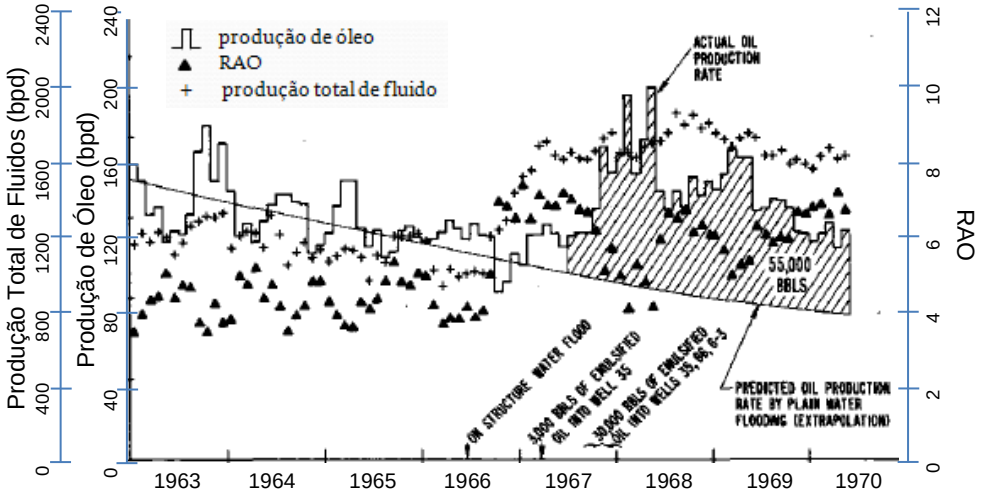

Figura 14 Produção de fluidos em uma zona com injeção de emulsão (McAuliffe C. D., 1973) - adaptado

Além disso, mais conclusões importantes foram obtidas por McAuliffe: as emulsões podem ser facilmente preparadas no campo e, também, são bombeadas e injetadas sem dificuldades. Isto mostra que, além de tecnicamente

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

viável em termos de engenharia de reservatórios, a injeção de emulsões pode ser um processo relativamente simples.

Apesar de resultados satisfatórios, pesquisas ainda são necessárias para um melhor entendimento do processo e um melhor dimensionamento do processo de injeção de emulsões.

Hofman e Stein (1991) verificaram o efeito da velocidade do fluxo na redução de permeabilidade. Para um mesmo tamanho médio de gota (8 μm) a redução foi maior para uma menor velocidade superficial, de acordo com Figura 15. Ou seja, mantendo o tamanho de gota constante para um determinado meio poroso, outros parâmetros podem ser variados para melhorar a eficiência de bloqueio.

Uma velocidade superficial maior indica um maior gradiente de pressão o que faz com que as gotas sejam “espremidas” e passem pelas estricções dos poros. Em outras palavras, um maior gradiente de pressão requer uma maior deformação da gota para o bloqueio, para se ter um maior diferencial de pressão capilar contrário ao fluxo (maior razão entre os raios de curvatura).

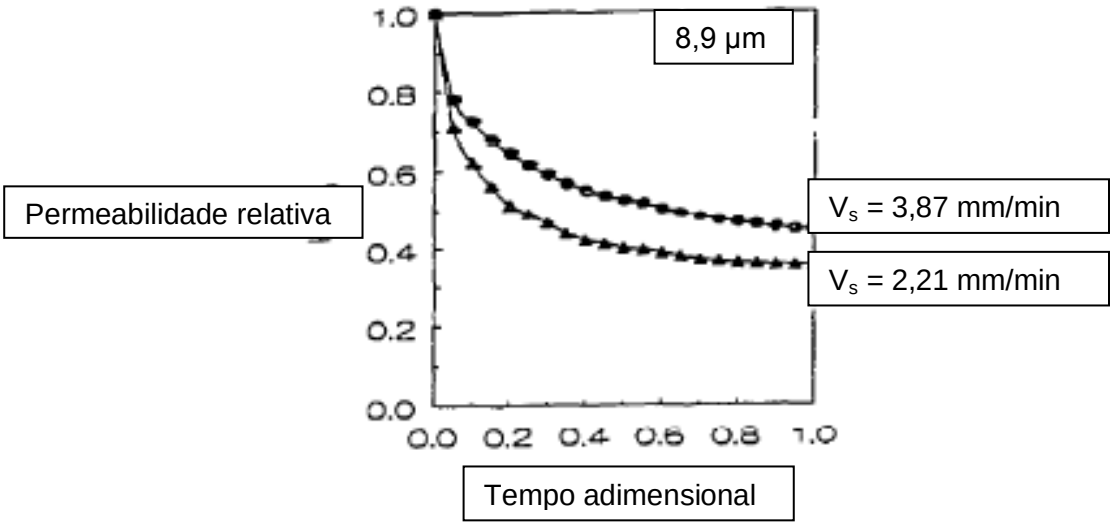

Figura 15 Redução da permeabilidade adimensionalizada em função do tempo adimensionalizado variando a velocidade superficial (Hofman & Stein, 1991)

Este resultado é importante porque, ao se injetar a emulsão no reservatório, o bloqueio só deve ocorrer em zonas mais afastadas do poço injetor, já que, considerando um fluxo radial e vazão de injeção constante, a velocidade superficial diminui com o raio (aumento da área longitudinal). Desta forma, o aumento da pressão de fundo de poço do injetor (BHP) pode não ser

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

muito significativo, podendo assim não provocar uma queda acentuada de sua injetividade.

Isto indica que quanto menor a velocidade do fluxo, maior será a redução de permeabilidade. Porém, isto somente é verdade quando outros parâmetros são mantidos constantes. Estudos mais recentes – Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado (2011) e Cobos, Carvalho, & Alvarado (2009) – indicam que um parâmetro adimensional que melhor avalia a qualidade da injeção de emulsão é o número de capilaridade, que é função da viscosidade dinâmica do meio, da velocidade do fluxo e da tensão interfacial (Equação 5).

$$Ca = \frac{\mu V}{\sigma} \qquad \textbf{Equação 5}$$

Quanto menor é o número de capilaridade, mais forte será o efeito de bloqueio de poros e, logo, o da redução de permeabilidade.

Ou seja, as conclusões obtidas em cima das curvas feitas por Hofman e Stein não estariam 100% corretas. Uma velocidade mais baixa só indicaria uma maior redução de permeabilidade caso a viscosidade e a tensão interfacial são mantidas constantes.

Por outro lado, curvas parecidas com as de Hofman e Stein poderiam ser obtidas mantendo a velocidade constante e alterando a viscosidade e/ou a tensão interfacial.

Testes em laboratórios apresentados por Guillen et al (2011) comprovam que quanto menor for o número de capilaridade (Ca) maior é o deslocamento de óleo. Isto pode ser verificado na Figura 16 e na Figura 17. Nos testes, água foi injetada em uma amostra para deslocar o óleo presente na mesma e a emulsão O-W foi injetada alternadamente com a água para diferentes números de capilaridade. No caso em que Ca = 2×10^{-5}, a cada banco de injeção de emulsão (0,3 VP e 1 VP, respectivamente) o volume total de óleo deslocado é incrementado, enquanto que no caso de Ca = 2×10^{-4}, a injeção de emulsão não é traduzida em um aumento significativo de produção. Apesar da pressão não ter sido muito comentada neste trabalho, vale a pena ressaltar o aumento de pressão provocado com a injeção de emulsão.

Estes resultados estão coerentes com os resultados obtidos por Hofman e Stein. Ou seja, diante de um número de Capilaridade relativamente alto, o efeito da redução da permeabilidade do fluido injetado é desprezível.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

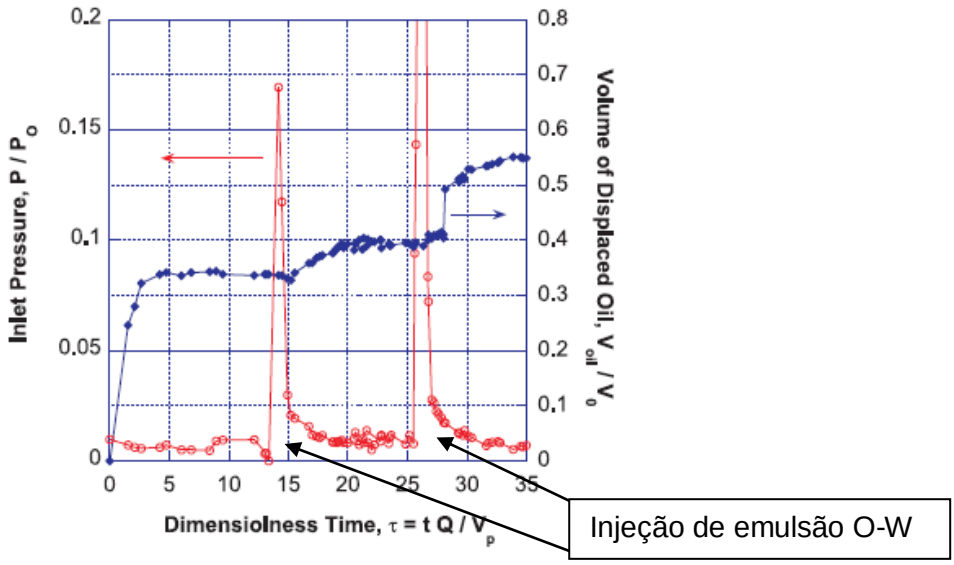

Figura 16 Volume de óleo deslocado adimensional pelo tempo adimensional para Ca = 2 x 10^{-5} (Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado, 2012)

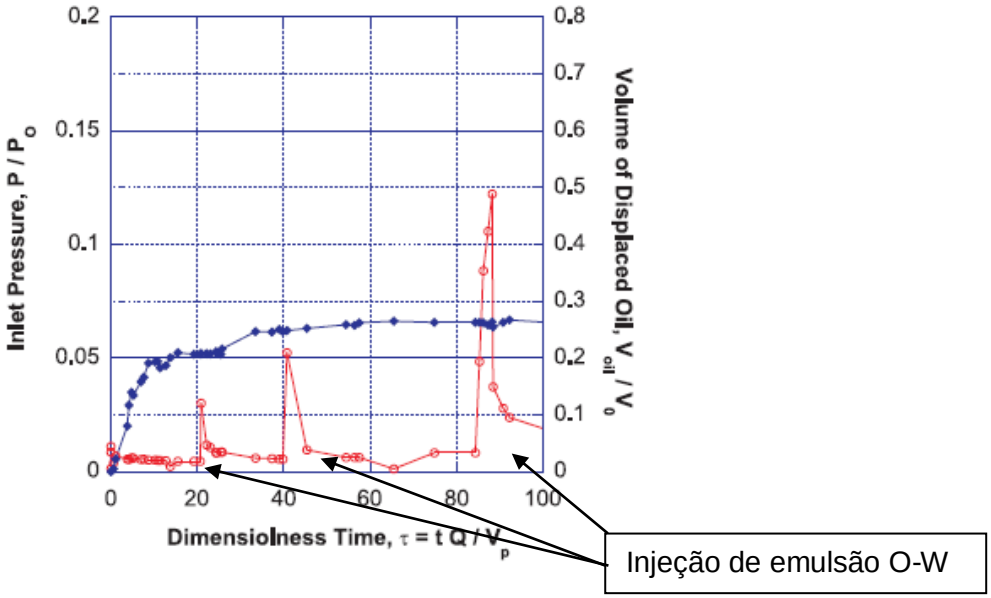

Figura 17 Volume de óleo deslocado adimensional pelo tempo adimensional para Ca = 2 x 10^{-4} (Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado, 2012)

O número de Capilaridade pode ser fisicamente entendido como a razão entre as forças viscosas e as forças capilares. Logo para maiores Ca, as forças viscosas predominam e isto dificulta o bloqueio dos poros. Já em Ca pequenos, as forças capilares são mais importantes e, consequentemente, é mais difícil deformar a gota, facilitando o bloqueio.

Como já foi visto, a deformação da gota, ao escoar por um poro com estreitamento resulta em uma pressão capilar contrária. Cobos et al (2009)

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

apresentaram resultados experimentais do diferencial de pressão necessário para que a gota escoe através de um tubo capilar de 200 μm de diâmetro com uma garganta de 50 μm, conforme pode ser visto na Figura 18 e na Figura 19.

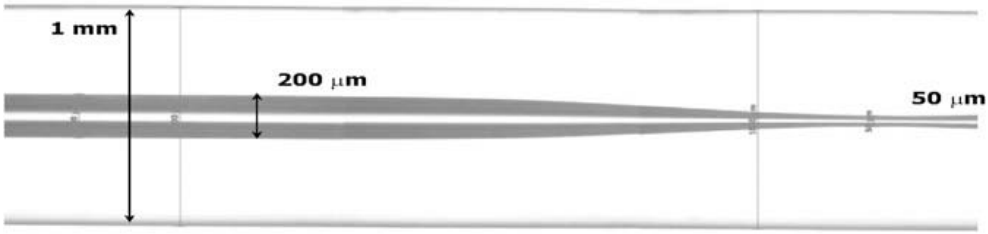

Figura 18 Esquema do capilar com garganta utilizado no experimento (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009)

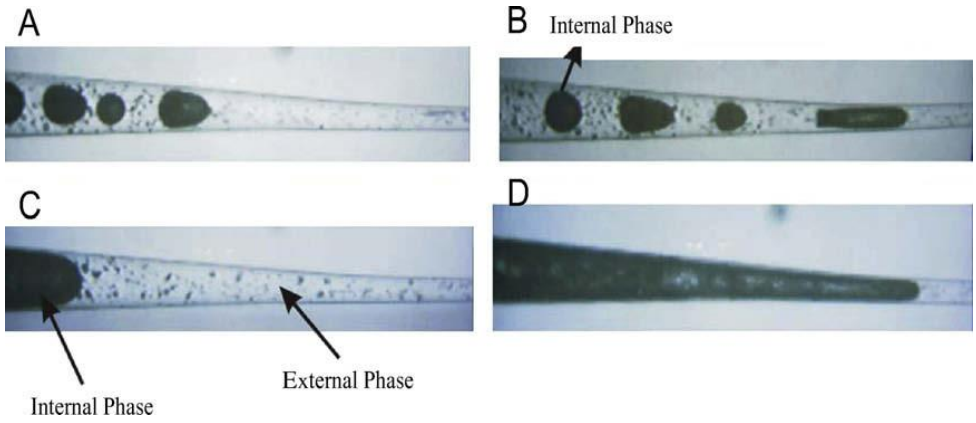

Figura 19 Foto da deformação da gota escoando através de um tubo capilar com garganta (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009)

Este diferencial de pressão medido foi traduzido através de um fator de redução de mobilidade, conforme a Equação 6.

$$f = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_e} \qquad \textbf{Equação 6}$$

Onde Δp_c é o diferencial de pressão apenas da fase contínua do meio (no caso da emulsão O-W, a água) e Δp_e é o diferencial de pressão da emulsão O-W.

A importância deste fator é a aplicação dele diretamente na lei de Darcy (Equação 7):

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

$$\frac{q}{A} = f K_c \nabla p$$ **Equação 7**

Onde K_c é a mobilidade do fase contínua da emulsão, ∇p é o gradiente da pressão, q é a vazão, A a área transversal e f o fator de redução de mobilidade.

Ou seja, para um f aproximadamente igual a 1, a pressão extra necessária para a emulsão escoar é desprezível. Isto ocorre para emulsões com gotas muito pequenas ou para altos valores de número de capilaridade.

Para um f << 1, a pressão extra necessária para a emulsão escoar é muito grande ($\Delta p_c << \Delta p_e$). Isto é verificado com gotas grandes escoando através do tubo capilar com garganta e em baixos números de capilaridade. Estas observações podem ser verificadas na Figura 20.

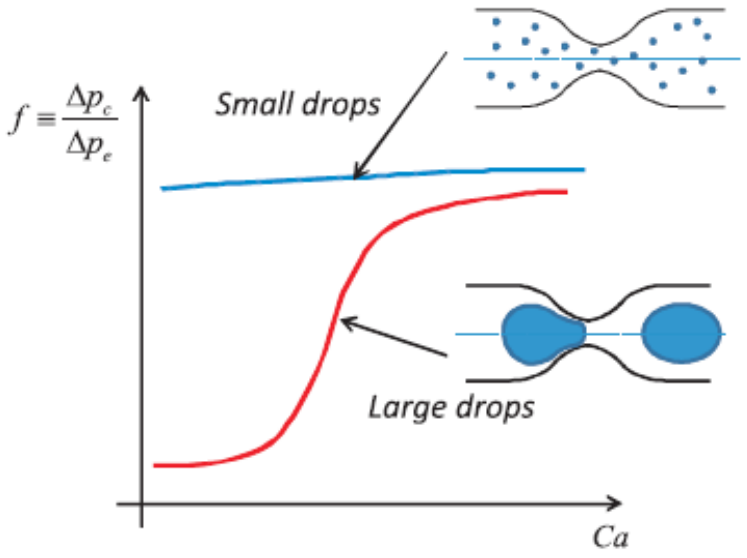

Figura 20 Gráfico qualitativo do fator redução de mobilidade pelo número de capilaridade. (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009)

Um estudo mais recente (Guillen V. R., 2011) indica que, mesmo em meios homogêneos, a injeção de emulsão pode ser eficaz. A explicação para isso é que os mesmos mecanismos que ocorrem em uma macro-escala também ocorre em uma micro-escala, logo não só a eficiência de varrido é melhorada, mas também a eficiência de deslocamento. Ou seja, a emulsão injetada irá atuar nos *fingerings* e será capaz de bloquear os micro-canais preferenciais fazendo com que a saturação residual de óleo diminua.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA

2.7. Objetivo

Desta forma, o efeito micro e macroscópico da injeção de emulsão no processo de deslocamento de óleo pode ser representado por curvas de permeabilidade relativa de emulsão óleo-água e óleo, que, conforme já foi falado, é fundamental para o entendimento e gerenciamento do reservatório. O conhecimento destas curvas e de como o tamanho de gotas, propriedade das fases e condições do escoamento alteram as mesmas permite uma análise completa do processo de recuperação de óleo por injeção de emulsões O-W. Não existe nenhuma análise na literatura discutindo o efeito de gotas de uma emulsão na permeabilidade relativa da fase aquosa e oleosa no escoamento bifásico. Este é o principal objetivo deste trabalho. Curvas de permeabilidade relativas serão obtidas experimentalmente para diferentes emulsões e condições de escoamento e serão comparadas com as curvas de escoamento água-óleo.

Os resultados obtidos levarão a um melhor entendimento dos mecanismos relacionados com a injeção de emulsão como forma de melhorar a recuperação de óleo. Algumas das curvas de permeabilidade relativa obtidas experimentalmente serão, ainda, usadas como dados de entrada em um *software* comercial para que o efeito da presença de emulsões seja avaliado como um método de recuperação avançada de petróleo.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021743/CA