

1 Introdução

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontrados em estado sólido, líquido ou gasoso, a depender da sua composição e das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidos. De maneira geral, esta composto entre 76 % e 86 % de carbono e de um 10 % a 14 % de hidrogênio, às vezes contem algumas impurezas como o oxigênio, enxofre e nitrogênio. Pode aparecer em uma única fase ou em mais de uma fase em equilíbrio. Tipicamente, em um reservatório, além do óleo, encontra-se gás (nas camadas mais altas) e água (nas camadas mais baixas do reservatório). Uma estrutura esquemática de um reservatório de petróleo é apresentada na Fig. 1.1 no caso de um anticlinal.

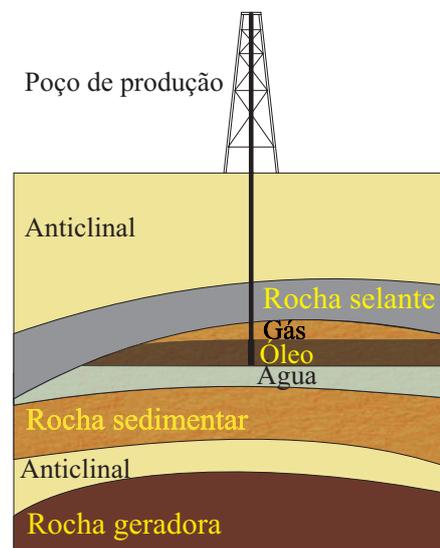


Figura 1.1: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo, tipo anticlinal.

O petróleo tem origem a partir de matéria orgânica depositada junto com sedimentos, que com o decorrer das eras geológicas e a interação de fatores e condições termoquímicas apropriadas como o aumento de carga sedimentar (aumento de pressão) e de temperatura, criaram um ambiente apropriado para delinear uma cadeia de processos evolutivos que levam à formação do petróleo.

Logo, para que ocorra o acúmulo de petróleo é necessário que, após o seu processo de geração, se produza a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica. Esta armadilha geológica ao escoamento é causada por alguma rocha selante, cuja característica principal é a sua baixa permeabilidade. Dois tipos de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e os evaporitos (sal).

O petróleo é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de rocha reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório, deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Exemplos de estas rochas incluem os arenitos e calcarenitos, mostrados na Fig. 1.2.

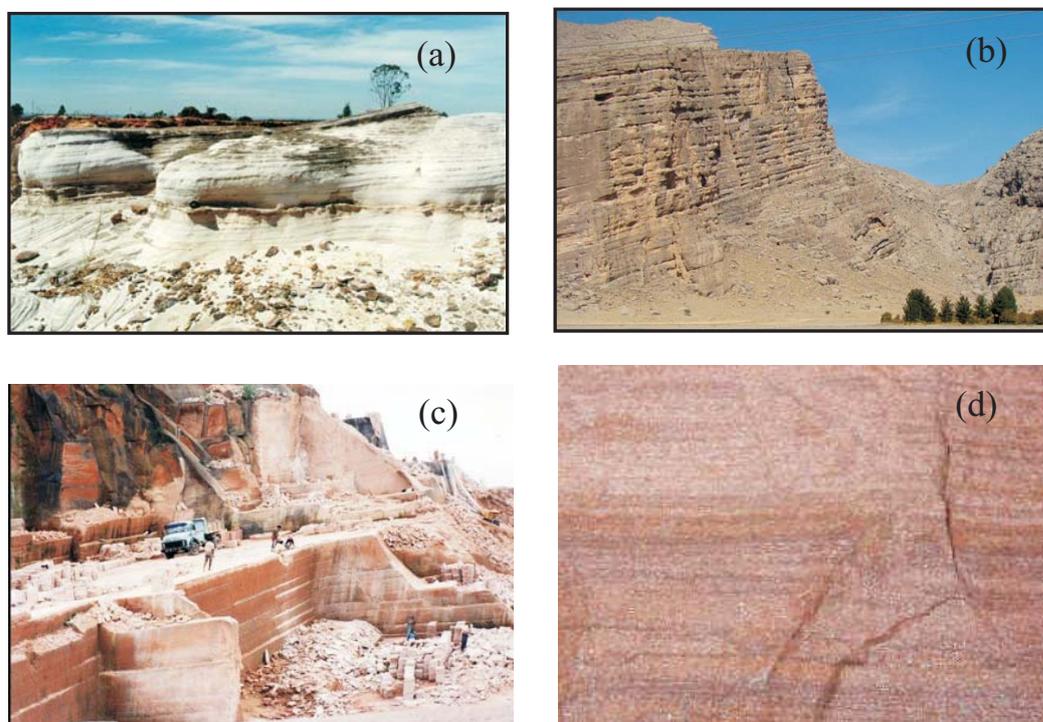


Figura 1.2: (a) Afloramento de arenito de grãos de areia, (b) Afloramento de calcáreos, consolidação de carapaças de organismos, (c) Afloramento de Arenito de Botucatu, (d) Bloco de arenito.

O arenito é uma rocha sedimentar que resulta da compactação e litificação de material granular composto normalmente por quartzo e um cimento natural qualquer precipitado quimicamente (óxidos de ferro, carbonatos, sílica), podendo também apresentar partículas menores de silite e argila. O tamanho médio dos grãos de areia definem a classificação do arenito: fino, médio ou, grosso [4], tamanhos que oscilam entre 0.062 mm e 2.00 mm .

Depois da identificação da reserva de hidrocarbonetos através do levantamento sísmico e da perfuração de poços é instalado o poço produtor. Uma vez aberto o poço produtor, este causa a descompressão do reservatório e a expansão dos fluidos. Muitas vezes esta própria pressão de reservatório (energia natural ou primária) é suficiente para deslocar o petróleo até a superfície, estes poços são chamados de poços surgentes. Porém, após produzir certa quantidade de petróleo, a descompressão do reservatório declina até tornar-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica.

Geralmente um fluido é utilizado para preencher os espaços vazios deixados pelos fluidos produzidos e manter a pressão do reservatório, e assim continuar com o deslocamento do petróleo até os poços produtores (recuperação secundária). Os fluidos mais utilizados são a injeção de água ou a injeção de algum gás de hidrocarbonetos ou CO_2 [5]. Embora o CO_2 seja mais frequentemente utilizado depois da injeção de água (recuperação avançada) também é chamado de recuperação secundária.

De acordo com a lenda, a primeira tentativa bem sucedida de deslocar o óleo através da injeção de um outro fluido, foi por mero acidente nos primeiros anos da produção de óleo na Pennsylvania, quando os poços foram abandonados inapropriadamente, permitindo a invasão de água na zona produtiva. Anos depois, no início dos anos 1930 na Suécia pela primeira vez e logo nos estados de Nova York e Pennsylvania nos EUA, foi utilizada a injeção deliberada de água, mas só no ano 1940 foi considerado o método mais eficiente para aumentar a recuperação de óleo [6], [7].

1.1

Motivação

O método de injeção de água é uma boa alternativa na recuperação de petróleo, mas a sua eficiência é também limitada, geralmente devido a dois aspectos principais citados por vários autores [8], [9]: a grande diferença de viscosidades e de tensão interfacial que existem entre o fluido deslocante e o fluido deslocado, mas existe um outro aspecto que é fundamental, a heterogeneidade do espaço poroso [10].

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que do fluido a ser deslocado, o primeiro movimenta-se muito mais facilmente através do meio poroso, formando caminhos preferenciais (Fenômeno descrito por vários autores, como Chuoke et al, 1959 [11]; Peters et al, 1979 [12]; McAuliffe, 1973 [13]). No caso de alta tensão interfacial, a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo do reservatório fora dos poros é bastante reduzida, deixando elevadas saturações residuais de óleo (óleo residual) nas regiões já contactadas

pelo fluido injetado [13]. Segundo Morrow and Songkran [14], é cinco vezes mais difícil movimentar frações de óleo residuais do que evitá-las. A heterogeneidade das cavidades porosas fazem com que os fluidos se desloquem pelos poros maiores, facilitando a formação dos caminhos preferenciais.

Alem da limitada capacidade da água como agente deslocante, desde a década de 1980, a taxa de descoberta de novos campos e o tamanho destes começou a declinar, além de que todo ano a demanda mundial de petróleo aumenta em media 2 % enquanto o fluxo fornecido pelos campos conhecidos declina ao redor de 3 % e 5 % [15]. Já desde o ano 1956 Hubbert advertiu que a produção de petróleo nos EUA atingiria o seu pico nos anos 1980, este pico é chamado do Pico de Hubbert [16]. Estes fatos tornam indispensável a melhoria da eficiência de varrido do óleo das reservas já conhecidas, atualmente em uso e/ou de reservatórios velhos com fluxo de produção fraco, os quais não são mais considerados viáveis.

Um exemplo da necessidade de melhoras na eficiência de recuperação é a seguinte: no dia 14 de Janeiro de 2011, a Petrobrás emitiu um relatório onde mostra que as suas reservas de petróleo para o 2011 é de 15,986 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) [17], [18]. Ela só incluiu 1,071 (boe) dos 8.5 bilhões que os campos de Lula e Carnambi possuem na reserva do pre-sal. Este 1,071 boe é a fração considerada recuperável, que com a tecnologia actual, é de 13 % das reservas totais destes dois campos, [19]. Um outro exemplo é o Canada, que contém ao redor de 270 bilhões de m^3 de reservas de óleo, dos quais só 10 % é considerado recuperável com a tecnologia atual [20], [21].

Pesquisas nesta área visam desenvolver métodos mais eficientes que permitam melhorar significativamente o varrido do “óleo residual” (óleo que permanece no interior do reservatório após o processo de recuperação primária e/ou secundária), e assim, aumentar a rentabilidade dos campos petrolíferos e estender sua vida útil, estes métodos são chamados métodos de recuperação Melhorada (antes chamada de recuperação terciária). Os métodos de recuperação, seja primária, secundária ou melhorada, precisam estar acompanhadas de uma avaliação contínua e de planos estratégicos, já que as condições dos reservatórios estão em constante modificação e se a decisão de implementar um novo plano de desenvolvimento em reservatórios maduros é muito demorada (i.e., campos de produção de petróleo com reduções inferiores a 5 %), o número de opções economicamente viáveis se torna limitado [22].

Na literatura podemos encontrar inumeráveis conceitos de recuperação melhorada de petróleo, ou “Improved Oil recovery, (IOR)” e recuperação avançada de petróleo “Enhanced Oil Recovery (EOR)” [23], [24] [25], [26], [27], mesmo assim, estes podem ser interpretados de forma errônea, gerando con-

fusão entre os mesmos [28]. Os conceitos considerados pelo autor como os mais explícitos dentro da literatura, são os seguintes: IOR, para Carcoana (1992) [25] são os métodos utilizados após a recuperação primária, usando energia adicional; A adição de energia pode ser através de métodos convencionais (métodos secundários) como injeção de gás e/ou água, ou através de métodos avançados de recuperação (métodos terciários), como os térmicos, químicos, e miscíveis. E para Thomas (2008) [28], é um termo geral o qual implica aumentar a recuperação de óleo utilizando qualquer meio.

EOR, para Carcoana (1982) são os métodos que melhoram a eficiência de varrido mediante a redução do raio de mobilidade entre o fluido injetado e os fluidos de reservatório, e os métodos que eliminam ou reduzem as forças capilares e interfaciais, melhorando a eficiência de deslocamento, ou ambos. Para Thomas (2008) [28] é a redução na saturação de óleo abaixo da saturação residual de óleo, (Sor). E para Alvarado e Manrique (2010) [22], é um conjunto de tecnologias que envolvem a injeção de energia ou fluidos para melhorar a recuperação de óleo em qualquer estágio de produção, seja primária, secundária ou terciária, como a intenção de incrementar a recuperação total sobre os métodos tradicionais, chamados de primários e secundários (injeção de água ou gás).

Com estes conceitos, podemos dizer que, os **métodos de recuperação melhorada**, compreendem a otimização de malha, perfuração de novos poços para reduzir o espaçamento entre estes (infill drilling), sísmica 4D, arquitetura de poços e poços horizontais, métodos de recuperação avançada e muitos outros, todos buscando a máxima eficiência de recuperação economicamente viável dos hidrocarbonetos. E dentro dos **métodos de recuperação avançada**, estão os térmicos, químicos, miscível ou solventes e os físico-químicos.

O seguinte esquema apresentado na Fig. 1.3 mostra a classificação dos métodos de recuperação melhorada [29] [1].

O problema da maioria destes métodos é que são caros, para serem aplicados é necessária uma significativa quantidade volumétrica, e os resultados não são totalmente satisfatórios.

Em alguns casos a otimização de malha e perfuração de novos poços são necessários e até recomendáveis, para acelerar a extração de óleo e os investimentos iniciais, mas isto implica um aumento considerável no custo e quase nunca compensa os gastos associados com os novos poços. A sísmica 4D ou sísmica com lapso de tempo, e consiste em repetir um projeto 3D a certos intervalos de tempo, esta tecnologia é muito nova e traz resultados excelentes, possibilitando o monitoro do reservatório, identificar o petróleo desviado, oti-

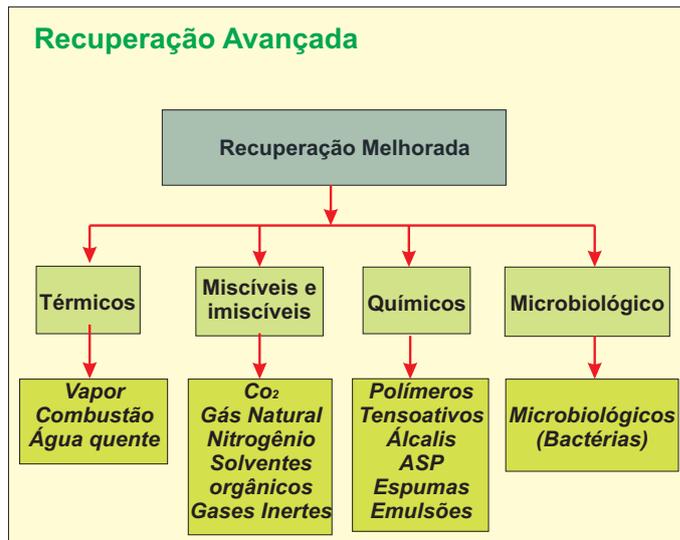


Figura 1.3: Classificação dos métodos de recuperação Avançada [1].

mizar a inversão em perfuração e dirigir os programas de injeção. O problema é que para conseguir estes resultados é necessário deixar o equipamento, os sensores, no campo ou se forem retirados, teriam que ser re-colocados exatamente nos mesmos pontos, tornando esta alternativa extremamente custosa. A arquitetura de poços e os poços horizontais, tem varias aplicações, a principal é o gerenciamento do reservatório, podendo atingir pequenas reservas dispersas. Estes poços são muito mais caros que os poços verticais tradicionais e é necessário o uso de sísmica 3D para caracterizar o reservatório e determinar onde colocar o poço [30].

Os métodos térmicos, proporcionam uma força propulsora e adicionam calor ao reservatório para reduzir a viscosidade e/ou vaporizando o óleo facilitando o deslocamento a os poços produtores. Geralmente só é aplicado em campos que contém hidrocarbonetos com alta viscosidade, devido ao seu alto custo operacional [25].

No caso do métodos miscível, como os solventes de hidrocarboneto, álcool, nitrogênio e CO_2 , sao geralmente aplicados em reservatórios de óleos leves. Basicamente incrementa o volume de oleo e ao mesmo tempo que reduz a sua viscosidade. No tema ecológico, uso de CO_2 tem grande aplicabilidade. Segundo um relatório emitido pela EPRI em 1999 [31], afirma que o uso do CO_2 consome mais de 6 vezes maior energia eléctrica do que os métodos térmicos, basicamente devido a que é necessário comprimir os gases de injeção e re-injeção, e separar os fluidos produzidos, etc.

No caso da aplicação de polímeros, os efeitos viscoelásticos através dos canais com expansões e contrações causam um aumento na resistência ao

escoamento na escala de poros, melhorando o radio de mobilidade e reduzindo o contraste entre permeabilidades. As maiores limitações que tem a aplicação de polímeros são, a perda do mesmo por absorção da rocha, degradação, e a perda de injetividade.

As soluções surfactantes são efetivas para reduzir a tensão interfacial entre o óleo e a água, mas não são muito utilizadas porque também é absorvido pelo meio poroso e o volume necessário é muito grande.

O uso de uma solução alcalina faz com que o ácido do petróleo cru reaja e forme um surfactant *in situ*. A adição de soluções alcalinas podem mudar a molhabilidade do meio, mas a uma concentração elevada. Pode também formar emulsões, mudando a mobilidade do meio.

O método físico-químico, tem comportamento auto-regulável, utiliza o calor injetado (vapor ou água quente) ou do próprio reservatório, com a finalidade de gerar sistemas de tampões alcalinos e CO₂ *in situ*, e também geles capazes de incrementar o deslocamento do óleo [24]. Para obter todos estes comportamentos, são necessários vários químicos, como carbamida, sal de alumínio, sulfatos e água, etc., todos estes compostos tornam o método físico-químico custoso.

Soluções miscelares, são os métodos mais bem sucedidos em campo do que qualquer outra alternativa química. O mais utilizado é a injeção de micro-emulsão e um polímero. Este método melhora a mobilidade e aumenta a produção num 35-50 %, comparando com o influxo de água. Porém, o volume necessário para ter efeitos positivos, pelo preço dos químicos, e por ter uma resposta tardia, fazem dela uma alternativa pouco atraente [28].

Uma emulsão é a mistura de dois fluidos imiscíveis, onde um deles está disperso em forma de gotas (chamado de fase interna ou dispersa) dentro do outro (chamado de fase externa ou contínua), e muitas vezes um agente emulsificante (surfactante). O surfactante ajuda na formação de uma interface estendida, mediante a redução da tensão interfacial entre os dois fluidos, favorecendo a formação da emulsão e estabilizando as gotas para evitar a coalescência [32]. A Fig. 1.4 mostra a fotografia de uma emulsão típica.

A classificação de macroemulsões ou microemulsões depende basicamente do tamanho das gotas da fase dispersa, quando são maiores do que 1 μm são macroemulsões.

A injeção de macro-emulsões óleo-em-água, é um dos métodos mais promissores da recuperação avançada, que poderia trazer resultados favoráveis. Muitas vezes na literatura é chamada simplesmente de emulsão óleo-em-água, nos a chamaremos assim também.

Existem basicamente dois tipos de emulsões. Se a dispersão contém gotas

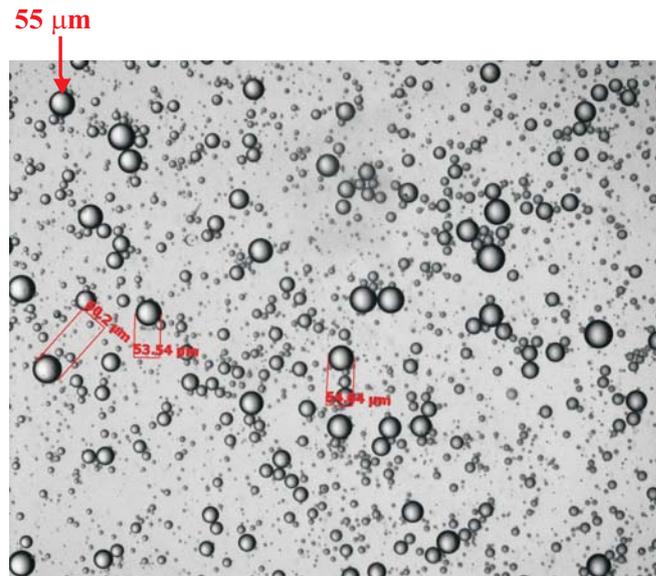


Figura 1.4: Fotografia de uma emulsão óleo em água, tomada com microscópio [2].

da fase oleosa (O) dispersas na fase aquosa (A), chama-se de emulsão óleo-em-água (O/A), enquanto que se a fase dispersa é aquosa e a fase contínua é oleosa denomina-se emulsão água-em-óleo (A/O). Um terceiro tipo de emulsão mais complexa pode conter fase aquosa em gotas de fase oleosa dispersa por sua vez no contínuo de fase aquosa, como esquematizado na Fig. 1.5. A viscosidade de uma emulsão é função das viscosidades das suas fases, da concentração da fase dispersa e da distribuição do tamanho de gotas.

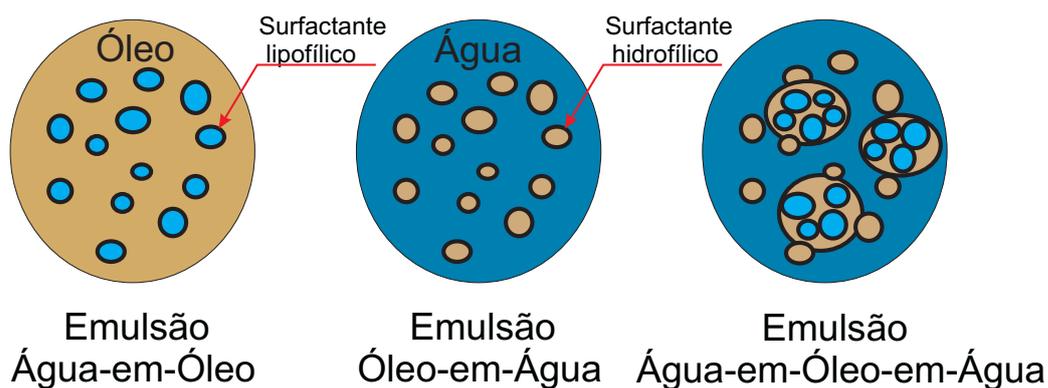


Figura 1.5: Tipos de emulsões.

A injeção de emulsões pode prover o controle da permeabilidade efetiva durante um processo de recuperação de óleos pesados através do meio poroso (Bragg, 1999) [33]. No entanto, a maioria das análises de fluxo de emulsões em um meio poroso utiliza uma descrição macroscópica. Esta aproximação só

seria válida para emulsões com o tamanho da fase dispersa muito menor do que o tamanho de poro ou para vazões de injeção elevadas.

Se a injeção de emulsões fosse projetada adequadamente, com um regime de escoamento adequado e com o diâmetro médio de gota (da fase dispersa da emulsão) da mesma ordem do tamanho médio de poro (do meio poroso no reservatório), estas poderiam aglomerar-se e bloquear parcialmente o escoamento do fluido deslocante através dos poros maiores, controlando assim a mobilidade do líquido injetado por zonas já varridas, como mostra a Fig. 1.6. Esta alternativa apesar de não ser totalmente desenvolvida, já foi testada com relativo sucesso em laboratório [34] [9] e em alguns campos desde 1973 [35]. Mas ainda existe uma grande necessidade de melhorar o entendimento da hidrodinâmica de emulsões em meios porosos. Este trabalho é uma contribuição na tentativa de entender o comportamento do escoamento de emulsões em meios porosos.

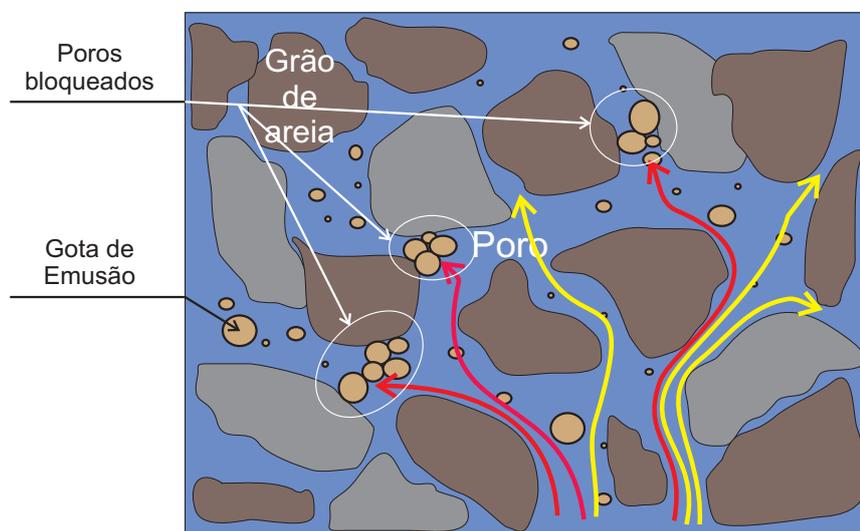


Figura 1.6: Aglomeração e bloqueio de poros com gotas de emulsão.

Caso se prove tecnicamente viável, o uso de emulsões traria algumas vantagens em relação as técnicas utilizadas hoje em dia. Como esta técnica aproveita os fluidos nativos do próprio reservatório para preparar as emulsões, o problema de interação rocha-fluido seria minimizado, e poderiam ser facilmente preparadas em campo, dispensando o uso de grandes reservatórios para sua armazenagem, todo isto levaria a um investimento econômico muito baixo quando comparado com outros métodos e técnicas utilizadas hoje em dia. O volume necessário para aplicar as emulsões seria muito baixo, porque seria injetado só o volume necessário para bloquear os poros já varridos, para logo injetar novamente o fluido deslocante (água ou gás).

1.2

Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar o escoamento de emulsões óleo em água através de um meio poroso e a aplicação destas emulsões como um agente de controle de mobilidade do fluido deslocante no processo de deslocamento de óleo. Pretende-se determinar o efeito das características da emulsão (tamanho de gotas, viscosidade das fases, e tensão interfacial), da velocidade local e do tamanho de garganta de poro na mobilidade e na eficiência no processo de deslocamento de óleo por injeção de emulsão.

O trabalho inclui diferentes análises experimentais para estudar o controle de mobilidade da fase aquosa mediante o efeito de capilaridade e da eficiência do processo de deslocamento do óleo localizado em um meio estratificado com camadas de diferentes permeabilidades através da injeção alternada de água e emulsão. O estudo experimental também inclui a visualização do escoamento através de um meio poroso transparente.

Este trabalho também inclui um modelo implementado em Matlab para estudar a eficiência de emulsões como agente de controle de mobilidade, e criar situações como o deslocamento de óleo mediante a injeção alternada de água e emulsão em meios porosos. O modelo descreve o escoamento de emulsões óleo em água mediante a modificação da curva de permeabilidade relativa da fase aquosa.

1.3

Escopo

A tese está dividido em 6 Capítulos. No Capítulo 1, apresenta-se a introdução, assim como a motivação e os objetivos do trabalho. O Capítulo 2 apresenta uma revisão de alguns conceitos básicos necessários para uma correta compreensão do trabalho, e uma revisão bibliográfica. No Capítulo 3, apresenta-se a descrição das bancadas experimentais, assim como também os procedimentos experimentais seguidos. O Capítulo 4 apresenta os resultados dos estudos experimentais desenvolvidos nesta tese. O modelo numérico e os resultados numéricos são apresentado no Capítulo 5. O Capítulo 6 inclui comentários finais e sugestões para trabalhos futuros.