

1

Introdução

As acumulações de petróleo possuem, na época da sua descoberta, certa quantidade de energia, denominada energia primária. A intensidade dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. Durante o processo de produção, a energia primária é dissipada, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas no escoamento em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O decréscimo da energia primária reflete-se principalmente na queda da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade dos poços.

Há duas linhas gerais de ação para contrapor os efeitos nocivos da dissipação da energia primária dos reservatórios de petróleo:

- Suplementá-la com energia secundária, artificialmente comunicada, através da injeção de certos fluidos em poços selecionados.
- Reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, como por exemplo, o aquecimento da jazida.

O processo de recuperação de óleo de um reservatório através da energia primária é chamado de Recuperação Primária. Recuperação Secundária é o processo pelo qual uma quantidade adicional de óleo é produzida por suplementação da energia primária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente.

Quando as operações de recuperação secundária começam antes de terminar a fase de produção primária, elas são muitas vezes chamadas de operações de manutenção de pressão. Modernamente a grande maioria dos sistemas de recuperação secundária é implantada tão cedo quanto possível na vida do reservatório [1].

No passado, os métodos aplicados após a fase de recuperação secundária eram os chamados métodos de Recuperação Terciária. Os métodos eram então classificados de acordo com a sua cronologia de aplicação em um determinado campo ou reservatório.

O inconveniente de considerar as três etapas de recuperação como uma seqüência cronológica é que muitas operações de produção em reservatórios não são conduzidas na ordem especificada. Um exemplo bastante conhecido é a produção de óleos pesados na maior parte do mundo. Se o óleo é suficientemente viscoso, este não escoará pela influência da energia primária com vazões economicamente rentáveis, sendo assim a recuperação primária não é recomendável. Para tais reservatórios, a injeção de água pode não ser aplicável devido a alta razão de viscosidades. Nestes casos, a utilização de energia térmica seria o único caminho para recuperar uma quantidade significativa de óleo. Neste caso, um método normalmente considerado como um processo terciário, numa depleção cronológica, seria utilizado no início, e talvez como método de recuperação final.

Em outras situações, os também chamados processos terciários seriam aplicados como operações secundárias no lugar da injeção de água. Esta ação seria promovida por fatores como a natureza do processo terciário, a disponibilidade dos fluidos a injetar e também por fatores econômicos. Por exemplo, se a injeção de água antes da aplicação de um processo terciário diminuirá a efetividade global, então a etapa de injeção de água pode ser deixada de lado.

Por causa destas situações, o termo “recuperação terciária” caiu em desuso na literatura de engenharia de petróleo e a designação do termo “enhanced oil recovery” (EOR), que poderia ser traduzido para o português como “recuperação avançada de óleo”, tornou-se mais aceito. Este último termo será utilizado ao longo deste trabalho.

Outra denominação comumente utilizada é “improved oil recovery” (IOR), que também poderia ser traduzido para o português como “recuperação melhorada de óleo”. A diferença entre os dois termos é que a denominação IOR passou a englobar, além dos métodos de recuperação secundária e EOR, quaisquer métodos ou técnicas que tenham o objetivo de aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção em relação à produção primária e/ou secundária, como por exemplo,

melhoras na caracterização de reservatórios, técnicas de perfuração e gerenciamento de reservatórios.

Devido aos inconvenientes da classificação cronológica, a classificação baseada na descrição de processos é mais útil e geralmente aceita. Na atualidade, os processos de recuperação de óleo são classificados como primários, secundários, e processos EOR (recuperação avançada de óleo) [2].

O principal método de recuperação secundária é a injeção de água, que possui diversas vantagens sobre outros mecanismos de recuperação secundária. A água é barata para se obter e para se injetar, e funciona bem no deslocamento do óleo de um reservatório. A injeção de água foi primeiramente utilizada há mais de 100 anos, mas somente a partir dos anos 1950 é que ganhou notoriedade, quando as aplicações práticas de campo aumentaram rapidamente.

A aplicação da injeção de água é responsável por mais da metade da produção de óleo no mundo, porém este processo possui uma eficiência de varredura do reservatório limitada, normalmente deixando uma considerável quantidade de óleo no reservatório. Isto ocorre devido à razão desfavorável de mobilidade entre o óleo e a água, causada pela menor viscosidade da água em relação ao óleo em muitos reservatórios.

Os diferentes métodos de recuperação avançada de petróleo geralmente envolvem a injeção de algum tipo de fluido ou fluidos no reservatório. O fluido injetado e os processos de injeção suplementam a energia natural (primária) presente no reservatório para deslocar o óleo na direção dos poços produtores. Além disso, os fluidos injetados interagem com o sistema rocha/óleo no reservatório, criando condições favoráveis para o escoamento. Estas interações podem, por exemplo, resultar na diminuição da tensão interfacial, na redução da viscosidade do óleo, na modificação da molhabilidade, ou um favorável comportamento de fase. As interações são atribuídas a mecanismos físicos e químicos e à injeção ou produção de energia térmica.

Os métodos de recuperação avançada de petróleo com frequência envolvem a injeção de mais de um fluido. Num caso típico, um volume relativamente menor de uma substância química cara é injetada para mobilizar o óleo. Este primeiro banco injetado é deslocado por um grande volume de outro fluido mais barato. A finalidade da segunda injeção é deslocar eficientemente o primeiro banco químico injetado com a menor deterioração possível. Em alguns

casos, fluidos adicionais com menor custo unitário são injetados depois da segunda injeção para reduzir os custos. No caso da injeção múltipla de fluidos, todos os fluidos injetados são considerados parte do processo de recuperação avançada de petróleo (EOR), mesmo sendo água ou gás seco o último dos fluidos injetados unicamente com a finalidade de deslocar volumetricamente os fluidos injetados no início do processo. A Fig. 1.1 mostra um método de recuperação avançada com injeção múltipla [3].

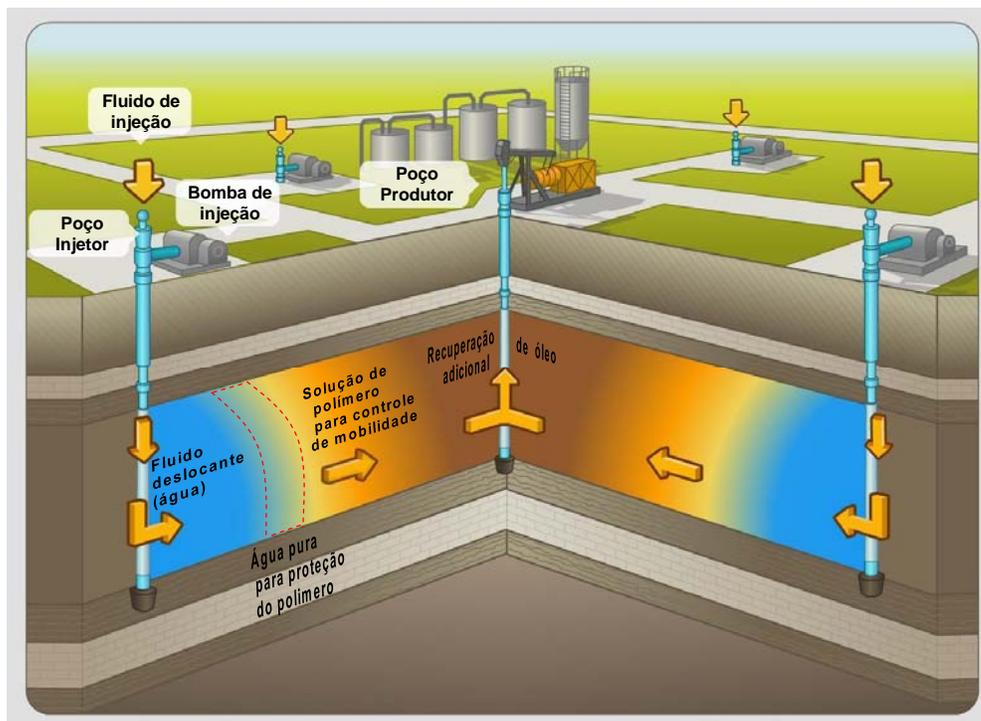


Figura 1.1 Injeção de polímeros

Fonte: SNF Floerger – Oil Division.

Em um determinado campo ou mesmo país é comum o número de projetos de recuperação secundária aumentar até atingir um pico e depois declinar. Isso ocorre porque deixam de existir reservatórios adequados para a aplicação desses métodos, em termos econômicos. Nesse ponto surge a questão de como fazer para manter ou reduzir a taxa de declínio das vazões de produção. Uma resposta seria recuperar parte do óleo deixado pela recuperação secundária convencional.

Sabendo que nas próximas décadas o petróleo ainda será a principal fonte de energia, as previsões de preços são altas, o óleo “fácil” estará em declínio e não

será capaz de suprir a crescente demanda mundial, os métodos de recuperação avançada serão mais viáveis economicamente e tecnicamente indispensáveis.

1.1 Motivação

Vários estudos nos Estados Unidos têm estimado o potencial da recuperação de óleo através da aplicação de processos de recuperação avançada. Um dos objetivos destes estudos foi estimar as fontes de óleo apropriadas para os métodos EOR, isto é, determinar a quantidade de óleo existente depois da recuperação primária e secundária. Como mostra a Fig. 1.2, no fim de 1993, aproximadamente 536×10^9 bbl de óleo foram descobertos nos Estados Unidos. A produção acumulada até 1993 foi em torno de 162×10^9 bbl e as reservas provadas chegaram a 23×10^9 bbl. Reservas provadas representam a quantidade de óleo remanescente em reservatórios conhecidos que pode-se esperar recuperar mediante a aplicação de tecnologias atuais e provadas nas condições econômicas da data especificada. Portanto, as reservas provadas no fim de 1993 incluem recuperação primária e injeção de água. Uma pequena quantidade de recuperação avançada também é incluída nas reservas provadas, principalmente óleo que se espera recuperar através da aplicação de processos térmicos na Califórnia.

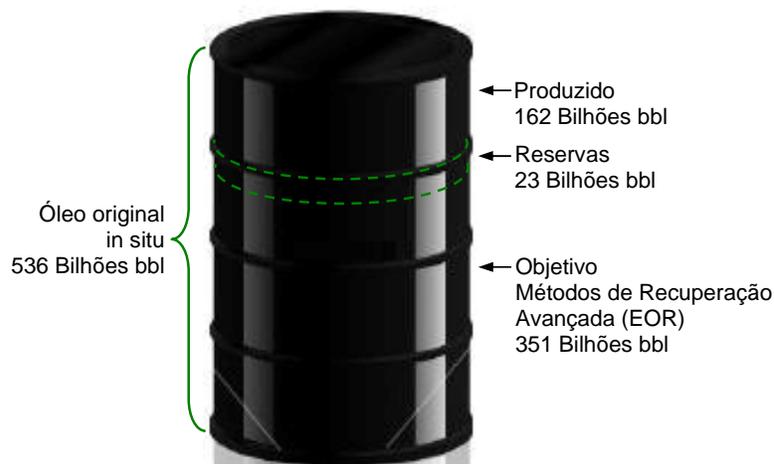


Figura 1.2 Óleo produzido, reservas provadas, e óleo objetivo para métodos de recuperação avançada nos Estados Unidos no fim de 1993. Fonte: Green (1998).

Como pode-se observar na Fig. 1.2, a produção acumulada mais as reservas somam aproximadamente um terço do óleo original in situ (OOIP – original oil in place). Conseqüentemente, o volume de óleo a ser produzido através de processos de recuperação avançada é bastante grande, sendo aproximadamente 351×10^9 bbl, só nos Estados Unidos. Se a média mundial da fração de recuperação para a produção primária e secundária fosse um terço, o volume de óleo para recuperação avançada alcançaria aproximadamente 2×10^{12} bbl [2].

Segundo o relatório anual de 2008 da Administração de Informação Energética dos Estados Unidos (EIA- Energy Information Administration) os combustíveis fósseis ainda serão a base da matriz energética em 2030, Fig. 1.3 [4].

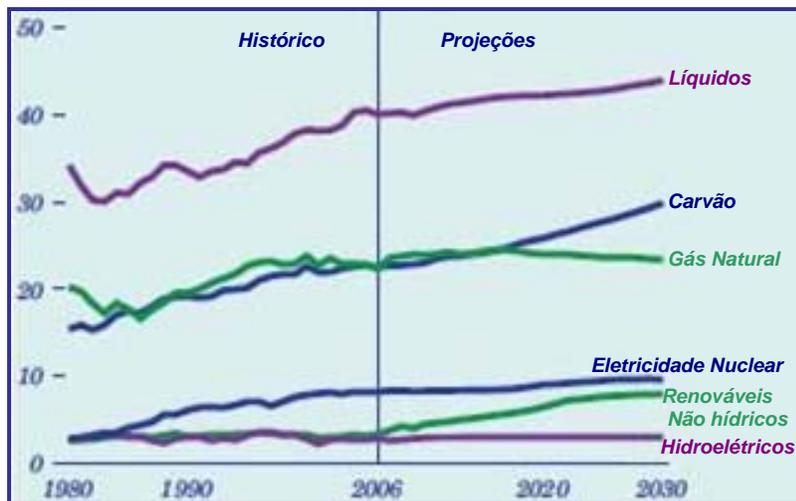


Figura 1.3 Consumo de energia por tipo de combustível, 1980 - 2030 (quadrilhão BTU).

Fonte: EIA (2008).

O petróleo deve permanecer como a mais importante fonte de energia primária a nível mundial, numa proporção de 40% em relação às demais pelas próximas duas décadas. Segundo estudos da Agência Internacional de Energia (IEA - International Energy Agency) em 2001, a demanda global de petróleo crescerá em ritmo superior à capacidade de produção mundial, mesmo para cenários otimistas de produção de petróleo. Mantendo uma taxa de expansão anual de 1.9%, deverá crescer do patamar dos 75 milhões bpd verificado em 2000, para 115 milhões bpd em 2020 atingindo o patamar de 42 bilhões de barris, como indicado na Fig. 1.4.

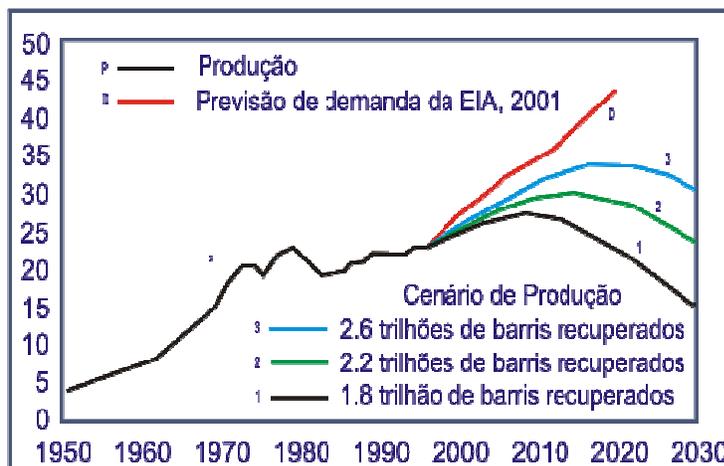


Figura 1.4 Cenários de previsão da produção mundial de petróleo em bilhões de barris/ano. Fonte: EIA (2001).

Conforme ilustrado na Fig. 1.4, que apresenta três cenários possíveis para a produção global de petróleo proveniente de reservatórios convencionais, no cenário mais pessimista, a recuperação final do petróleo seria de 1.8 trilhão de barris e o pico de produção já teria ocorrido em 2005. No cenário mais otimista, 2.6 trilhões de barris de petróleo seriam produzidos, sendo que a produção máxima ocorreria entre 2015 e 2020.

O consumo e a produção mundial de petróleo cresceram cerca de 26% no período de 1988 a 2004, enquanto a relação reserva-produção teve apenas um ligeiro declínio, situando-se hoje no patamar de 40 anos. A aplicação de tecnologias avançadas de exploração e produção, com destaque para a sísmica, recuperação avançada de petróleo e tecnologias de exploração em ambientes adversos resultou na incorporação de novas reservas petrolíferas, possibilitando, assim, um declínio muito pequeno no período considerado [5].

Em relação ao futuro, a redução da diferença entre demanda e oferta de petróleo poderá ser atenuada com a intensificação de esforços na recuperação de óleo em reservatórios convencionais e não-convencionais. Será importante, entre outros fatores, obter melhorias significativas nas tecnologias de recuperação avançada de petróleo, as quais por sua vez, serão mais viáveis economicamente e tecnicamente indispensáveis.

As fontes de óleo para processos de recuperação avançada são muito grandes e diversas. Tipo de óleo, rocha reservatório, tipo de formação, assim como distribuição de óleo, saturação, e condições físicas resultantes de operações

passadas devem ser todas consideradas no projeto de um método de recuperação avançada para um determinado reservatório. Desta forma, tecnologias de recuperação avançada não podem ser focadas em um tipo particular de óleo. Claramente, um só método de recuperação avançada não pode ser aplicado para todos os óleos, situação que promove o desenvolvimento de um grande número de processos, cada um adequado para certos tipos de reservatórios e óleos.

Dentre os diferentes métodos de EOR com grande potencial de melhoria do fator de recuperação, pode-se citar a injeção de emulsões. A emulsão pode ser utilizada como agente de bloqueio seletivo do reservatório, melhorando a eficiência do deslocamento do óleo. Apesar de não ser uma tecnologia madura, já foi utilizada com relativo sucesso em alguns testes de campo.

Um melhor entendimento do escoamento na escala de poro certamente contribuirá de forma significativa no desenvolvimento desta tecnologia. A injeção de macro-emulsões pode levar a diminuição da permeabilidade efetiva das zonas de alta permeabilidade já varridas. Assim, as zonas com grandes quantidades de petróleo remanescente, as quais não foram inicialmente varridas conseguem ser mobilizadas, melhorando a recuperação de óleo [6].

Até o presente, vários estudos de campo e laboratório preocuparam-se em estudar o escoamento de emulsões em meios porosos, com a finalidade de mostrar que estas emulsões podem ser utilizadas como agentes seletivos de bloqueio. Porém apesar destes estudos, uma das dificuldades para o desenvolvimento da tecnologia de injeção de emulsões como um método de recuperação avançada está relacionado com a falta de conhecimento fundamental de como as emulsões escoam e bloqueiam um meio poroso em função das suas características morfológicas, geometria dos poros e as variáveis de operação. Esta é a principal motivação deste trabalho.

1.2 **Objetivos**

Para estudar o escoamento de emulsões na escala de poro e o bloqueio seletivo de meios porosos utilizando emulsões como fluidos de injeção na recuperação avançada de petróleo, os principais objetivos desta pesquisa são:

- Implementar procedimentos para preparação de emulsões controlando a distribuição de tamanho de gota.
- Determinar a relação entre vazão e queda de pressão no escoamento de emulsões através de micro-capilares com garganta, utilizados como modelo da geometria de um poro.
- Determinar experimentalmente a permeabilidade do escoamento de emulsões em um micro-capilar com garganta em função das características da emulsão (tamanho de gotas, concentração e propriedades das fases), geometria do capilar e parâmetros operacionais do escoamento (número de capilaridade).
- Disponibilizar informação experimental para o desenvolvimento de modelos numéricos em redes de capilares, simulando o escoamento de emulsões em meios porosos.

1.3 Escopo

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos, no Capítulo 1, apresenta-se a introdução, motivação e objetivos da pesquisa. O Capítulo 2 descreve os conceitos fundamentais que servem de marco teórico para o desenvolvimento do trabalho. O Capítulo 3 envolve a abordagem experimental, considerando a formulação, preparação e caracterização de emulsões, a montagem da bancada experimental e o escoamento das emulsões preparadas através de micro-capilares parcialmente obstruídos. Os resultados experimentais obtidos nesta pesquisa são apresentados no Capítulo 4, avaliando o efeito do tamanho de gota, a influência da concentração de óleo nas emulsões, assim como o efeito da geometria dos micro-capilares no escoamento. As conclusões e referências bibliográficas são apresentadas no Capítulo 5 e 6, respectivamente.