

1

Introdução

1.1

Conceitos Fundamentais

1.1.1

Origem do Petróleo

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com sedimentos, de acordo com as teorias geológicas aceitas atualmente. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não pode sofrer processo de oxidação. A interação dos fatores - matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas - é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria ao sedimento, dá-se aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando então, a se delinear o processo que passa pelos seguintes estágios evolutivos:

- Na faixa de temperaturas mais baixas, até 65 °C, predomina a atividade bacteriana que provoca a reorganização celular e transforma a matéria orgânica em querogênio. Este processo é denominado de **Diagênese**;
- O incremento da temperatura, até 165 °C, é determinante da quebra das moléculas de querogênio. Este processo é denominado **Catagênese**;
- A continuação do processo, avançando até 210 °C, propicia a quebra das moléculas de hidrocarbonetos líquidos e sua transformação em gás leve, processo denominado **Metagênese**;

- Ultrapassando essa fase, a continuação do aumento de temperatura leva à degradação do hidrocarboneto gerado, deixando como remanescente grafite, gás carbônico e algum resíduo de gás metano. Este processo é denominado **Metamorfismo**.

Para ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica.

A não-contenção do petróleo em sua migração permitiria seu percurso continuado em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície.

Para que se dê a acumulação do petróleo, é necessário a existência de barreira que se interponham no seu caminho. Esta barreira ao fluxo é causada pela rocha selante, cuja característica principal é a sua baixa permeabilidade. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e os evaporitos (sal).

A estrutura esquemática de um reservatório de petróleo é apresentada na Fig. 1.1 no caso de um anticlinal.

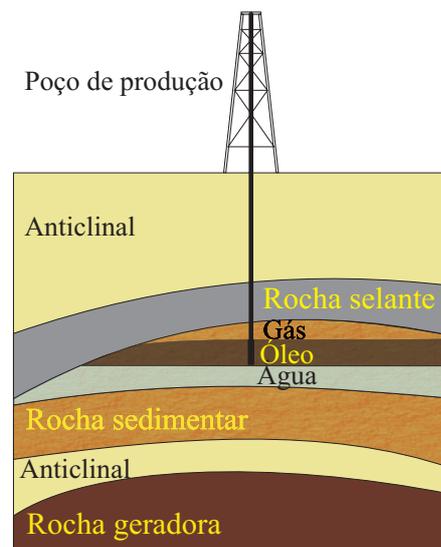


Figura 1.1: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo.

1.1.2 Recuperação do óleo

Para ter acesso ao reservatório de óleo, é utilizada uma sonda de perfuração que atravessa as diferentes camadas rochosas até atingir a jazida. Nas sondas rotativas, a perfuração é realizada pela ação de rotação e peso

aplicado a uma broca existente na extremidade inferior de uma coluna de perfuração.

Vários métodos são utilizados para recuperar e elevar até a superfície o óleo acumulado nos espaços porosos da rocha reservatório.

1.1.3 Métodos de Recuperação

Depois de ter perfurado o poço de petróleo, muitas vezes o óleo é levado até a superfície aproveitando a própria pressão do reservatório (energia natural ou primária, chamados de poços surgentes), devido à expansão dos fluidos e da rocha que contém os fluidos e a contração do volume poroso no reservatório. Porém, com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até os poços (e a superfície) a superfície numa vazão econômica ou conveniente.

É preciso injetar algum fluido para ajudar a manter a pressão do reservatório e para preencher o espaço poroso deixado pelos fluidos produzidos, e assim continuar com a recuperação de hidrocarbonetos a vazões econômicas convenientes. Este processo é chamado de método de recuperação secundária.

Existem diversos métodos de recuperação secundária, como a injeção de água ou a injeção de algum gás de hidrocarbonetos. Estes métodos de recuperação são uma boa alternativa na recuperação de óleo, mas, a sua eficiência é também limitada, geralmente devido a dois aspectos principais: a grande diferença de viscosidades que existe entre o óleo e o fluido injetado e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado [1].

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente aos poços de produção.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado a desalojar o óleo do reservatório fora dos poros, é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.

Para melhorar a recuperação de hidrocarbonetos é que se recorre a diversos métodos de recuperação melhorada ou avançada. Existem muitos métodos de recuperação avançada: **Imiscíveis** como a injeção de água e/ou gás; **Miscíveis** como a injeção de CO_2 , gás natural ou nitrogênio;

Térmicos como a injeção de água quente ou a injeção cíclica de vapor, ou combustão in-situ; **Químicos** como injeção de tensoativos, solução alcalina, polímeros ou Emulsões; e outros como os **Microbiológicos** (Bactérias). Todos buscando a máxima eficiência de recuperação economicamente viável.

Nota: A injeção de CO_2 é um método de recuperação avançada e embora possa-se fazer de método secundário é o mais freqüentemente utilizado depois da injeção de água ou alternando água e CO_2 (o processo WAG em inglês).

Os mecanismos de recuperação avançada envolvem as mudanças do número de capilaridade ou mudanças da varredura vertical ou horizontal. A injeção de polímeros, por exemplo, melhora a razão de mobilidade entre o fluido deslocante (água mais polímeros) e o fluido deslocado (água mais óleo). Nos processos térmicos, como a injeção de vapor, mudam a mobilidade do óleo.

1.1.4

Rocha Reservatório

O petróleo, após sua geração e migração, 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 rochas que formam reservatórios de óleo, incluem os arenitos e calcarenitos.

Porém, existem reservatórios em folhelhos sendo explorados, mas eles não são considerados reservatórios convencionais de óleo, embora países como os Estados Unidos possuem enormes reservas neste tipo de rocha.

Para os experimentos realizados neste trabalho, foi utilizada uma amostra de arenito do Afloramento do Botucatu, que fica na porção sul da Bacia do Paraná.

Geralmente o arenito esta depositado em ambiente continental, nos rios e lagos, ou em ambiente marinho, em praias, deltas ou nas seqüências turbidíticas do talude continental (Típico dos reservatórios “off shore” do Brasil).

O arenito é uma rocha sedimentar que resulta da compactação e litificação de um material granular da dimensão das areias (fragmentos de rochas e minerais entre 0,062 e 2,00 mm). O arenito é composto normal-

mente por quartzo, mas pode ter quantidades apreciáveis de feldspatos, micas e impurezas. Pode apresentar matriz (partículas menores, de silite e argila) e um cimento natural qualquer precipitado quimicamente (óxidos de ferro, carbonatos, sílica), os quais colaboram na coesão da rocha. É a presença e tipo de impurezas, das partículas menores e dos cimentos que determina a coloração dos arenitos, por exemplo, grandes quantidades de óxidos de ferro, fazem esta rocha vermelha. O tamanho médio do grão de areia define a classificação do arenito: arenito grosso, médio ou fino.

Nos arenitos observa-se com freqüência uma nítida estrutura sedimentar marcada pela sucessão de lâminas e estratos com variações na granulagem, cor, composição, etc., que refletem mudanças nos fatores controladores do processo de sedimentação que deu origem à rocha sedimentar.



(a)



(b)



(c)

Figura 1.2: (a) Fotografia de uma Canteira do Afloramento do Botucatu, (b) Bloco de Arenito, (c) Amostra de arenito do Afloramento do Botucatu.

Na Fig. 1.2, em (a) mostra uma canteira do Afloramento do Botucatu, em (b), mostra uma vista melhor do arenito, e em (c), mostra uma pequena rocha de arenito, onde pode-se apreciar a porosidade e a coloração, características típicas do arenito do Afloramento do Botucatu.

1.2 Motivação

A diminuição de descobertas de novas reservas de óleo torna a melhoria da eficiência de recuperação de óleo das reservas já conhecidas extremamente importante.

O óleo encontra-se alojado nos poros de rochas sedimentares. Tipicamente, em um reservatório, além do óleo, encontra-se gás (nas camadas mais altas) e água (nas camadas mais baixas do reservatório). A produção de óleo é feita através de um poço produtor que é perfurado até atingir as camadas de rocha onde o óleo está alojado, como mostra a Fig. 1.1.

Geralmente, no início da produção é realizada aproveitando a própria pressão do reservatório. A medida que o óleo é produzido, a pressão do reservatório decresce até atingir um nível que é insuficiente para o aproveitamento econômico do óleo. Tipicamente utiliza-se água por poços injetores para preencher o espaço deixado pelo óleo produzido e manter o nível de pressão do reservatório. A injeção de água é o método de recuperação mais utilizado no mundo.

A tensão interfacial entre a água e o óleo, a alta razão de viscosidade entre a água e o óleo (principalmente nos casos de óleos pesados) e a heterogeneidade do meio poroso onde se encontra o óleo fazem com que a água tenda-se a deslocar preferencialmente pelas regiões de alta permeabilidade, resultando em uma baixa eficiência de varredura do reservatório.

Pesquisas nesta área visam desenvolver metodologias mais eficientes que permitam uma melhora significativa no processo de recuperação do “óleo residual” (óleo que permanece no interior do reservatório após o processo de exploração primária e secundária), aumentando a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

Uma alternativa, já utilizada na indústria, é a injeção de soluções poliméricas, porém o problema de interação fluido-rocha, o custo e volume dos polímeros necessários podem tornar esta alternativa inviável.

O mecanismo pelo qual a injeção de soluções poliméricas torna a varredura do reservatório mais uniforme não é completamente entendido. Com certeza, a dissolução de polímeros de alto peso molecular na água aumenta a viscosidade do líquido injetado, diminuindo assim a razão de viscosidade dos fluidos. Porém, efeitos viscoelásticos no escoamento na escala de poros causam um aumento na resistência ao escoamento através dois canais com expansão e contração.

Uma técnica alternativa à injeção de soluções poliméricas é a injeção

de emulsões óleo-água. Esta alternativa apesar de não ser totalmente desenvolvida, já foi testada com relativo sucesso [2] em alguns campos. Se o tamanho das gotas da fase dispersa for da mesma ordem dos tamanhos dos poros, gotículas da fase dispersa podem-se aglomerar e bloquear parcialmente a passagem do fluido pelos poros da formação rochosa do reservatório. Este regime de escoamento pode ser utilizado para controlar a mobilidade do líquido injetado, onde emulsões projetadas adequadamente poderiam ser injetadas com o objetivo de bloquear a passagem de água por poros já varridos anteriormente. Desta forma, existe uma grande necessidade do melhor entendimento da hidrodinâmica de emulsões em meios porosos.

Caso se prove tecnicamente viável, o uso de emulsões traria algumas vantagens em relação à injeção de polímeros:

O custo de produção de emulsões seria bem menor do que o custo de soluções poliméricas. Por ser um fluido nativo do reservatório, o problema de interação fluido-rocha também seria minimizado.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar experimentalmente o processo de produção de óleo armazenado em um meio poroso através da injeção de água e diferentes emulsões.

Um dispositivo experimental foi construído para a realização dos testes. Foram analisados diferentes procedimentos de injeção, como exemplo injeção de água e de diferentes emulsões durante todo o processo de produção de óleo e injeção alternada de água e emulsão.

Emulsões com diferentes tamanhos de gotas foram testados nos experimentos realizados.

1.4 Escopo

O trabalho está dividido em 6 Capítulos, no capítulo 1, apresenta-se a Introdução, assim como a motivação e o objetivo do trabalho. O capítulo 2, apresenta uma revisão dos conceitos básicos necessários para a apresentação do trabalho e uma revisão bibliográfica. No capítulo 3, apresenta-se a montagem da bancada experimental com a descrição de cada componente. No capítulo 4, apresenta-se a caracterização do corpo de prova e dos fluidos

utilizados nos experimentos. No capítulo 5, apresentam-se e discutem os resultados obtidos. O capítulo 6, apresenta as conclusões, comentários finais e recomendações para trabalhos futuros.