

2

Exploração e Produção de Petróleo

2.1

Engenharia de Reservatórios

Segundo [5], a Engenharia de Reservatórios é um ramo da atividade petrolífera responsável por apresentar soluções eficientes para a retirada dos fluidos do interior das rochas reservatórios de forma que possam ser conduzidos até a superfície. A engenharia de reservatórios utiliza a habilidade de prever a produção de óleo, gás e água como auxílio na tomada de decisões sobre um projeto ou otimizações que o tornem economicamente atrativo.

O principal problema na modelagem de reservatórios é que cada reservatório tem características próprias. Assim, o desafio na área de simulação de reservatórios é obter uma forma flexível de representar, o mais fielmente possível, as características e o comportamento de reservatórios reais.

2.2

Reservatório

O Petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de micro-organismos e algas e não pode sofrer processo de oxidação. A necessidade de condições não oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. A interação dos fatores – matéria orgânica, sedimento e condição termoquímica apropriada – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo [2].

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica originada de micro-organismos e algas quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica proveniente de vegetais poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

O petróleo, quando encontrado na natureza, se encontra acumulado nos poros das rochas e a essas rochas se atribui o nome de rochas reservatórios. A existência de um reservatório de petróleo é condicionada à existência de três elementos: rocha geradora, rocha reservatório e uma armadilha formada por

uma rocha impermeável. Para que os fluidos possam ser produzidos é necessária uma energia natural ou primária. Essa energia é o resultado de todas as situações e circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou até se formar completamente, e para que haja produção de fluido, outro material deverá ocupar o espaço poroso antes ocupado pelos fluidos produzidos [1][2].

Ao longo de milhões de anos o petróleo, comumente denominado óleo, migra da rocha geradora em direção à superfície. Quando esse elemento encontra uma rocha impermeável, essa migração é interrompida e, caso essa estrutura forme uma armadilha, o óleo passa a se acumular. De acordo com as características da rocha abaixo da armadilha o óleo é acumulado em maior ou menor volume. Considerando que o processo de migração é lento, e vem ocorrendo há milhões de anos, é de se esperar que os fluidos acumulados estejam gravitacionalmente separados de acordo com suas densidades. O gás natural é acumulado na parte superior, o óleo na parte central e a água abaixo do óleo, como apresentado na Figura 2.. Nem sempre o reservatório apresenta as três fases bem definidas. Dependendo das características do reservatório, pode-se, por exemplo, encontrar o gás dissolvido no óleo.



Figura 2.1: Disposição dos fluidos em um reservatório de petróleo

2.2.1 Características do Reservatório

Nos estudos de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento das propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos de moverem e, mais

importante de todas, a quantidade de fluidos que pode ser extraída. A porosidade e a permeabilidade são algumas das principais propriedades que devem ser consideradas [2].

2.2.1.1 Porosidade

A porosidade é uma propriedade que indica a capacidade da rocha armazenar fluidos. O óleo é acumulado entre os grãos de rocha, nos poros, e, quanto maior o número de poros e maior o volume de cada poro, maior a porosidade da rocha. A Figura 2.2 ilustra uma rocha porosa.

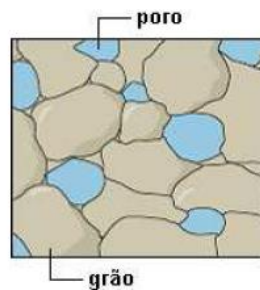


Figura 2.2: Ilustração de uma rocha porosa

Conforme a Equação 2.1, a porosidade corresponde à razão entre o volume poroso da rocha e o volume total desta mesma rocha. O volume total é dado pela soma do volume poroso com o volume dos sólidos que compõem a rocha. O resultado da Equação 2.1 é chamado de porosidade absoluta.

$$\phi = \frac{V_p}{(V_p + V_s)} \quad (2.1)$$

Onde:

ϕ é a porosidade;

V_p é o volume poroso da rocha;

V_s é o volume da parte sólida rocha.

A porosidade efetiva é a razão do volume de poros interconectados e o volume total da rocha. Essa porosidade é realmente importante para o estudo de reservatórios, pois indica o quanto de fluido pode ser produzido.

2.2.1.2 Permeabilidade

A permeabilidade é uma propriedade que mede a capacidade de uma rocha permitir o escoamento de fluidos em seu interior. Os fluidos escoam por canais que ligam os poros e, quanto mais estreitos e tortuosos forem esses canais, maior será a dificuldade dos fluidos se moverem e menor será a permeabilidade. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao escoamento dos fluidos, o que caracteriza uma maior permeabilidade. A Figura 2.3 ilustra uma estrutura porosa e permeável.

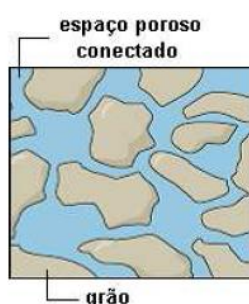


Figura 2.3: Ilustração de uma rocha permeável

A permeabilidade não é uniforme em toda extensão do reservatório, tampouco é uniforme em todas as direções. A existência de materiais impermeáveis na constituição do reservatório pode privilegiar o escoamento do fluido em uma direção ou um plano. Essa característica tem grande influência na elaboração da malha de drenagem, pois determina o caminho do óleo e da água no reservatório. Uma característica dessa propriedade é a alta incerteza associada, pois, quando descoberto o reservatório, não se sabe ao certo a permeabilidade em todos os pontos. Por exemplo, a existência de uma Fratura em uma camada de rocha impermeável, pode causar mudanças consideráveis na permeabilidade no local e alterar o fluxo dos fluidos e a distribuição da pressão nas imediações.

Segundo [1], a maneira mais usual de determinar a permeabilidade de um meio poroso é através da lei de Darcy, que estabelece:

“A vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade.”

A Equação 2.2 apresenta matematicamente a lei de Darcy.

$$k = \frac{Q\mu L}{A(P_1 - P_2)} \quad (2.2)$$

Onde:

k é a permeabilidade;

Q é a vazão volumétrica através do meio poroso;

μ é a viscosidade do fluido;

L é o comprimento do meio poroso na direção do fluxo;

A é a área da seção transversal do meio poroso;

$P_1 - P_2$ é a diferença de pressão associada ao escoamento do fluido.

Porém, para que essa equação seja válida, é necessário que determinadas condições sejam satisfeitas. Dentre elas estão:

- o fluxo deve ser laminar (viscoso) e permanente;
- não deve haver reações entre a rocha e o fluido;
- somente um fluido pode estar saturando a rocha.

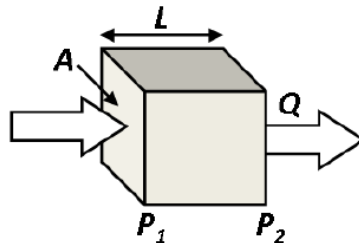


Figura 2.4: Ilustração da lei de Darcy

Quando existe apenas um fluido saturando a rocha, a permeabilidade calculada recebe o nome de permeabilidade absoluta. Segundo [2], sempre existe mais de um fluido em um reservatório, por isso, a permeabilidade absoluta não é a melhor maneira de medir a capacidade de escoamento dos fluidos. Nesse caso é necessário determinar as permeabilidades efetivas em relação a todos os fluidos (k_o , k_a e k_g). A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do reservatório é chamada de permeabilidade relativa (k_{ro} , k_{ra} e k_{rg}).

2.3

Modelo de Simulação

Um modelo de simulação pode ser definido como uma malha de blocos (*grid*) representando uma formação geológica que consiste de um número finito de tipos de rochas contínuas chamadas facies, com distintas propriedades hidráulicas e distribuições espaciais que condicionam os padrões de deslocamento de fluidos.

Durante os anos 50 foram concebidas modelagens numéricas baseadas em malhas [6]. A disposição de blocos na malha permite uma representação discreta, bastante aproximada e realista do reservatório em relação ao seu formato e às propriedades de rochas e fluidos. Na Figura 2.5 são exibidas malhas 2D (bidimensionais) e 3D (tridimensionais) tipicamente utilizadas em simulações de reservatórios.

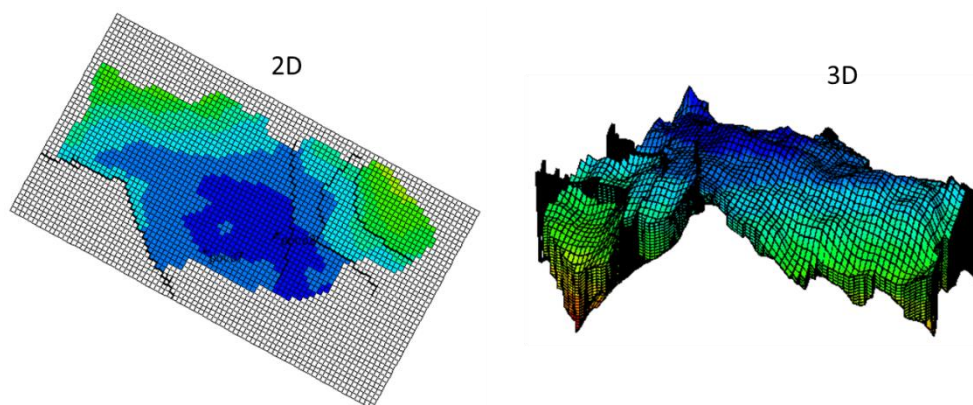


Figura 2.5: Malha vista em 2 e 3 dimensões

Os simuladores utilizados atualmente não são padronizados, cada fabricante inclui características e funcionalidades próprias. Um dos simuladores comerciais mais conhecidos é o IMEX, desenvolvido pela empresa CMG [7], que funciona em modelos de reservatórios com malhas de duas e três dimensões.

A modelagem é feita de modo que cada célula, ou bloco, é considerado homogêneo e se comunica somente com os blocos adjacentes. A quantidade e o tamanho de cada célula são de grande importância para a eficiência da simulação. Caso o modelo seja mais refinado que o necessário, maior será o número de células e, conseqüentemente, maior será o tempo necessário para a simulação. Todavia, em um modelo mais “grosseiro”, o tamanho das células pode ser grande demais para descrever corretamente o reservatório. Deste modo, apesar do tempo de simulação ser menor, a precisão do resultado da

simulação pode ser prejudicada. Sendo assim, o reservatório deve ser representado pelo número mínimo possível de células que garantam a precisão desejada para os resultados no menor tempo possível.

Uma malha (*grid*) pode ser descrita com células de vários formatos, inclusive não convencionais, de modo a descrever melhor o reservatório. Entretanto, algumas células podem se tornar não significativas para o resultado da simulação, embora consumam tempo de simulação para o cálculo de suas grandezas. Isto ocorre, por exemplo, quando a espessura de um bloco se torna muito pequena. Para estas células, atribui-se um indicador de “*pinch out*” inibindo-se a simulação desta, mas permitindo a passagem de fluidos por ela.