

2 Engenharia de Reservatórios

2.1 Exploração de Petróleo

Em [3], a Engenharia de Petróleo é definida como um ramo da engenharia que reúne um conjunto de técnicas voltadas para a descoberta, exploração, produção e comercialização de hidrocarbonetos, especificamente óleo e gás natural. Geralmente, as atividades desenvolvidas por esse ramo podem ser divididas em duas grandes áreas, o *upstream*, que se encarrega das atividades de exploração e produção (E&P), e o *downstream*, que se encarrega das atividades de refino e distribuição. Parte das atividades relacionadas ao *upstream* é de responsabilidade de uma subárea denominada Engenharia de Reservatórios.

A Engenharia de Reservatórios é um ramo da atividade petrolífera que, segundo [3], é 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 solução será tão mais eficiente quanto maior for a produção de hidrocarbonetos e menores forem os custos de extração. Para atingir seus objetivos, a Engenharia de Reservatórios, juntamente com a Geologia e a Geofísica de Reservatórios, se ocupa da caracterização das jazidas, do estudo das propriedades das rochas e dos fluidos contidos no seu interior, da interação dos fluidos dentro da rocha e das leis físicas que regem o movimento desses fluidos. O conhecimento de todos esses elementos é muito importante para a determinação das quantidades, das distribuições e da capacidade de movimentação desses fluidos e, principalmente, das quantidades que podem ser extraídas.

2.2 Reservatórios

A existência do petróleo se deve à deposição de matéria orgânica juntamente com algum tipo de sedimento. A transformação dessa matéria orgânica em petróleo exige que diversas condições sejam obedecidas, dentre elas a de que o meio de deposição não sofra a ação de agentes oxidantes. Para isso, é necessário que os sedimentos depositados sejam de baixa permeabilidade, a fim

de inibir a ação da água no meio. A essa camada deposicional dá-se o nome de rocha geradora.

Para que ocorra uma acumulação é necessário que o petróleo se desloque da rocha geradora para outro ambiente, denominado rocha reservatório, e que esse caminho de deslocamento seja interrompido por uma barreira denominada rocha selante. Segundo [3], a forma como acontece a migração da rocha geradora para a rocha reservatório ainda provoca discussões entre os especialistas. Quanto à rocha selante, sua principal característica é a baixa permeabilidade, que impede que o petróleo proveniente da rocha geradora simplesmente se perca.

A acomodação dos fluidos no interior do reservatório depende de suas respectivas densidades. Assim, em situações em que as fases dos fluidos são bem distintas, a água ocupa a região mais baixa do reservatório, o óleo ocupa a região intermediária e o gás ocupa a região superior. A Figura 2.1 ilustra as condições necessárias para a existência de um reservatório de petróleo, bem como a distribuição dos fluidos no seu interior.

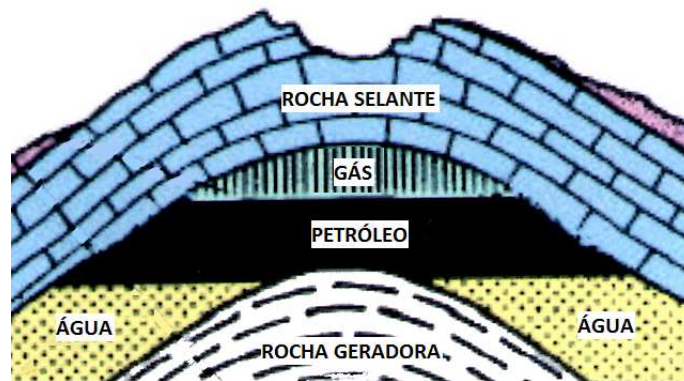


Figura 2.1: Reservatório de petróleo

O estudo do comportamento de um reservatório depende do conhecimento das propriedades das rochas que o constituem, bem como dos fluidos que estão aprisionados em seu interior. Quanto às rochas, dentre as diversas propriedades que devem ser levadas em consideração, a porosidade e a permeabilidade estão entre as principais.

2.2.1 Porosidade

A porosidade é uma propriedade que mede a capacidade da rocha de armazenar fluidos e, portanto, está diretamente relacionada à presença de espaços vazios no seu interior ([3], [1]). Logo, trata-se de uma condição

necessária para o acúmulo de fluidos. A representação de uma estrutura porosa está ilustrada na Figura 2.2.

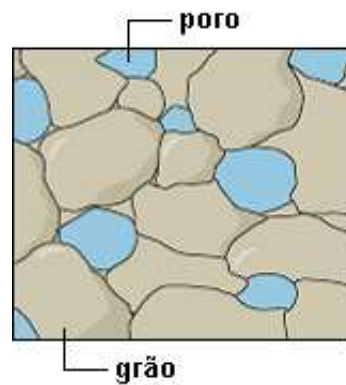


Figura 2.2: Representação de uma rocha porosa

A porosidade, conforme ilustra a Equação 2-1, corresponde à razão entre o volume poroso da rocha e o volume total dessa mesma rocha. O volume total, nesse caso, é dado pela soma do volume poroso com o volume dos sólidos que compõem a rocha. A porosidade resultante desse cálculo é denominada 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 da rocha.

A porosidade absoluta, porém, não leva em consideração a possibilidade de haver poros isolados, que impedem que os fluidos aprisionados em seu interior sejam produzidos. Por isso, a propriedade que realmente importa é a porosidade efetiva, que mede a razão entre o volume dos poros que se interconectam e o volume total da rocha.

2.2.2

Permeabilidade

A permeabilidade é uma propriedade que mede a capacidade que os fluidos presentes na rocha têm de atravessá-la. Logo, é uma propriedade que está relacionada à presença de interligações entre os espaços vazios ([3], [1]). A

representação de uma estrutura porosa e permeável está ilustrada na Figura 2.3.

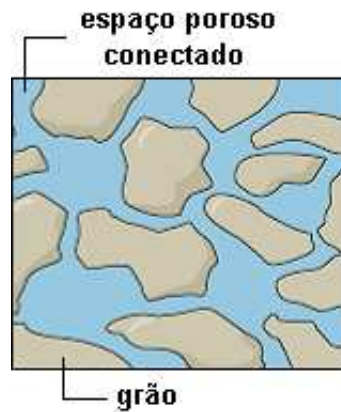


Figura 2.3: Representação de uma rocha permeável

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

“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.”

Essa conclusão é resultado do trabalho desenvolvido por Henry Darcy, em 1856, quando se dedicou a estudar o problema do tratamento de água por meio de filtros de areia. De acordo com Darcy, a permeabilidade é determinada pela Equação 2-2. A Figura 2.4 ilustra a aplicação da Lei de Darcy em um meio poroso.

$$k = \frac{Q\mu L}{A(P_1 - P_2)} \quad (2-2)$$

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.

No entanto, para que esse princípio seja válido, é necessário que determinadas condições sejam satisfeitas. Dentre elas estão: o fluxo deve ser laminar

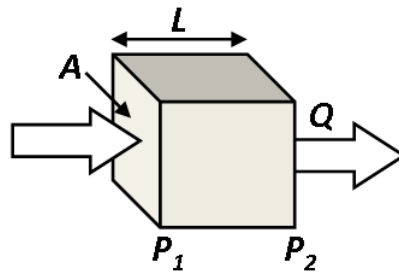


Figura 2.4: Escoamento de um fluido em meio poroso

(viscoso) e permanente, não deve haver reações entre o fluido e a rocha e deve haver apenas um fluido saturando a rocha. Para situações em que se considera a existência de apenas um fluido na rocha, a permeabilidade calculada recebe o nome de permeabilidade absoluta. Porém, segundo [3], em um reservatório há sempre a presença de mais de um fluido, 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 do meio poroso em relação a todos os fluidos e, para isso, é preciso conhecer as saturações desses fluidos na rocha. Há ainda a permeabilidade relativa, que consiste em normalizar os valores de permeabilidade efetiva tomando como base a permeabilidade absoluta.

Vale destacar que a ocorrência de porosidade e permeabilidade é fundamental para o escoamento dos fluidos dentro da rocha, porém, pode haver situações em que, mesmo porosa, a rocha apresenta baixa permeabilidade. Nesses casos, o escoamento dos fluidos depende da presença de fraturas, como acontece em rochas carbonáticas fraturadas.

2.3

Caracterização de Reservatórios

A caracterização de um reservatório é um processo bastante amplo, cuja principal finalidade é compreender as propriedades das rochas que compõem o reservatório e dos fluidos que permeiam essas rochas. Um dos produtos dessa caracterização consiste em obter um modelo, que incorpora todas as características que tornam esse reservatório capaz de armazenar e produzir hidrocarbonetos. O modelo é usado para simular o comportamento dos fluidos no interior do reservatório sob diferentes condições e também para encontrar as técnicas de produção ótimas que maximizem a produção de hidrocarbonetos.

A elaboração desses modelos envolve atividades que demandam esforços de geólogos, geofísicos e engenheiros de diversas especialidades. O desafio a ser superado por esses profissionais consiste em construir um modelo representa-

tivo a partir de um conjunto bastante limitado de informações a respeito do reservatório.

Segundo [4], o passo inicial para a caracterização de um reservatório é a análise completa da geologia de uma potencial região produtora. Uma vez tomada a decisão de explorar os recursos dessa região, o próximo passo é a realização de um levantamento sísmico em toda a sua extensão. Segundo [3], o método mais utilizado é a sísmica de reflexão, que consiste na emissão de ondas sonoras que se propagam pelo interior da Terra. Essas ondas são refletidas e refratadas pelos diferentes tipos de rocha e retornam à superfície, onde são captadas e registradas por equipamentos como geofones ou hidrofones.

A maior quantidade de dados a respeito do reservatório é proveniente da sísmica. Porém, esses dados não têm resolução suficiente para permitir o detalhamento das propriedades do reservatório. Dados mais minuciosos são obtidos através de testemunhagem e perfilagem de poços. Segundo [3], a testemunhagem consiste em coletar amostras de rocha, denominadas testemunhos, ao longo do processo de perfuração de um poço. A partir da análise desses testemunhos é possível obter informações importantes sobre a geologia da formação como, por exemplo, porosidade, permeabilidade e saturações de óleo e água. Ainda em [3], a perfilagem é definida como uma operação em que, após a perfuração, uma ferramenta de registro é inserida até o fundo do poço e, ao ser retirada, são efetuadas diversas medições no interior desse poço. Essas medições fornecem detalhes importantes sobre as formações que são atravessadas pelo poço como, por exemplo, tipo da rocha, espessura e porosidade.

A eficiência e a viabilidade econômica da produção de óleo e gás depende fundamentalmente do conhecimento das principais propriedades da rocha reservatório como, por exemplo, porosidade e permeabilidade. Tanto a testemunhagem quanto a perfilagem são úteis para a obtenção de dados de alta resolução a respeito dessas propriedades. Porém, esses dados retratam o comportamento das propriedades apenas em regiões em torno do poço e, por isso, não são suficientes para a construção de um modelo que represente adequadamente as variações das propriedades de interesse. Para a estimação das propriedades em outras regiões, podem ser utilizados métodos determinísticos, estocásticos, ou ainda uma combinação de ambos.

As etapas mencionadas são voltadas para a criação do que é denominado modelo geológico. O modelo geológico, porém, é um modelo de alta resolução em que o reservatório é composto por uma quantidade muito grande de células. Modelos com essa resolução podem exceder a capacidade de processamento dos simuladores existentes. Assim, a criação do que é denominado modelo de escoamento, depende da aplicação de algum procedimento que permita elevar

a escala do modelo, a fim de que sua simulação se torne viável.

Ao longo de toda a vida produtiva do reservatório, novos dados a respeito do seu comportamento são adquiridos. Assim, periodicamente refina-se a caracterização do reservatório a fim de criar representações mais confiáveis.

2.4

Estimativa da Reserva

O conhecimento das quantidades de fluidos que podem ser extraídos de um reservatório, ou seja, a estimativa da reserva, é fundamental para a tomada de decisão de se implantar ou não um projeto exploratório. Afinal, os custos de implantação e de manutenção do projeto devem ser pagos com a receita obtida com a comercialização dos fluidos produzidos. Assim, a estimativa de reserva é a atividade dirigida à obtenção dos volumes de fluidos que podem ser retirados do reservatório até a condição de abandono, ou seja, até que essa retirada se torne inviável. As estimativas são feitas por ocasião da descoberta da jazida e também ao longo de toda a sua vida produtiva. Há diversas formas de se estimar os volumes de fluidos que podem ser retirados de uma reserva petrolífera. A utilização de um ou outro método depende das circunstâncias em que esta estimativa está sendo realizada. Segundo [5], [3] e [1], alguns dos métodos possíveis são: analogia, análise de risco, método volumétrico, desempenho de reservatório, análise de declínio de produção, equação de balanço de materiais e simulação numérica de reservatório. Nas seções seguintes são apresentados os detalhes de cada método.

2.4.1

Analogia

O procedimento de estimativa por analogia precede a perfuração do poço descobridor e as informações que permitem estimar a reserva são provenientes de métodos indiretos. Há uma série de evidências quanto à presença de óleo na reserva, mas ainda não há comprovação de existência. A estimativa é realizada por meio de dados provenientes de análise sísmica e por analogia com reservatórios próximos. Nesse caso, parte-se do princípio de que reservatórios próximos têm características semelhantes às do reservatório que se pretende explorar.

2.4.2

Análise de Risco

A análise de risco também precede a perfuração do poço descobridor e realiza a estimativa dos fluidos recuperáveis da reserva por meio de analogia.

Porém, é aplicado um tratamento estatístico sofisticado aos resultados obtidos. Assim, em vez de resultados determinísticos, o que se tem são intervalos de valores prováveis.

2.4.3

Método Volumétrico

O método volumétrico busca estimar os volumes de fluidos da reserva por meio do cálculo de uma equação que leva em consideração as informações de volume total da rocha, a porosidade média, as saturações e o fator volume de formação. Essas informações são obtidas por meio de técnicas que variam desde a sísmica de reflexão até a interpretação de perfis e ensaios e análises em laboratório.

2.4.4

Desempenho de Reservatório

No caso do desempenho de reservatório a previsão do comportamento futuro da reserva depende de seu comportamento no passado. Logo, é necessário que exista um histórico de produção, a partir do qual tenta-se encontrar uma tendência comportamental que pode ser extrapolada para explicar um comportamento futuro. Os métodos de desempenho de reservatório são:

Análise de Declínio de Produção

O método de análise de declínio de produção se baseia nas vazões dos fluidos ao longo do tempo. Devido à produção, ocorre um declínio gradual da pressão interna do reservatório, o que acarreta uma diminuição nas vazões de fluidos. Analisando-se o histórico de produção é possível identificar a tendência de declínio da vazão. Uma vez identificada a tendência, é possível extrapolar esse resultado e prever o comportamento futuro. Esse método não leva em consideração nenhuma das propriedades de rocha e dos fluidos do reservatório, apenas o histórico de produção.

Equação de Balanço de Materiais

A estimativa por equação de balanço de materiais segue o princípio de conservação de massa e estabelece que a soma das massas dos fluidos existentes no reservatório e as massas dos fluidos produzidos deve ser igual à massa de fluidos originalmente existente no meio poroso. A equação leva em consideração as propriedades da rocha e dos fluidos do reservatório e deve estabelecer uma relação entre a produção acumulada de fluidos e o decaimento da pressão interna observado. Portanto, a equação deve representar o comportamento

passado do reservatório. Uma vez estabelecida a relação, assume-se que a equação é capaz de descrever o comportamento futuro do reservatório. Uma limitação apresentada por este método é o fato de o reservatório ser descrito por apenas uma equação, ou seja, o reservatório é considerado como um bloco único e com propriedades uniformes.

Simulação Numérica de Reservatórios

Assim como na estimativa por balanço de materiais, na estimativa por simulação numérica o modelo de simulação de reservatório contém dados geológicos, geofísicos, de rocha e de fluidos. Porém, diferentemente do que acontece no método anterior, o reservatório é dividido em blocos que apresentam propriedades diferentes, o que demanda a solução de várias equações durante a simulação. Além disso, a simulação fornece os resultados em função do tempo.

Depois de construído o modelo de simulação de um reservatório, a sua eficiência está diretamente relacionada à sua capacidade de reproduzir satisfatoriamente um histórico de produção quando simulado. Caso isso não aconteça, é necessário promover ajustes nos parâmetros do modelo a fim de que este seja capaz de reproduzir o histórico. Esse processo de ajuste de parâmetros é comumente denominado ajuste de histórico. Uma vez obtido um modelo cujo resultado da simulação se ajusta adequadamente ao histórico de produção, este modelo poderá ser utilizado para a previsão do comportamento futuro daquele reservatório.