

2 Caracterização de Reservatórios

Este capítulo visa introduzir os conhecimentos relacionados à caracterização de reservatórios considerados necessários para o completo entendimento do trabalho. Inicialmente, apresenta-se uma pequena introdução sobre o acúmulo de hidrocarbonetos em reservatórios. A seção seguinte faz uma breve descrição de algumas propriedades macroscópicas de meios porosos, tais como permeabilidade e porosidade. Por fim, são descritas algumas etapas da caracterização, como o perfil de poço, a sísmica de reflexão, testemunhagens, teste de produção e alguns conceitos de geoestatística de múltiplos pontos.

2.1. Acúmulo de Hidrocarbonetos em Reservatórios

O petróleo consiste de uma mistura de diversos tipos de hidrocarbonetos com diferentes pesos moleculares e propriedades termodinâmicas.

A teoria mais aceita hoje em dia associa a origem do petróleo à matéria orgânica depositada. Essa matéria orgânica teria se misturado com lama e teria sido empurrada para debaixo de camadas pesadas de sedimento, o que resultaria em altos níveis de calor e pressão (*diagenesis*). Essas condições de calor e pressão teriam causado alterações na matéria orgânica, transformando-a em um material ceroso denominado *kerogen* e, posteriormente, nos hidrocarbonetos líquidos e gasosos por um processo denominado *catagenesis* (Thomas, 2001).

Para a formação de reservatórios de petróleo, três características básicas precisam estar presentes:

- Rocha geradora rica em hidrocarbonetos;
- Rocha reservatório contendo espaços vazios para armazenar os hidrocarbonetos (porosidade) e conectividade entre os espaços porosos de forma a permitir o escoamento (permeabilidade);

- Rocha Capeadora que trapeia (sela) quantidades de hidrocarbonetos ou outro mecanismo para prevenir uma migração do óleo gerado pelas rochas geradoras.

A figura 1 ilustra as três condições citadas para formação de reservatórios de petróleo.

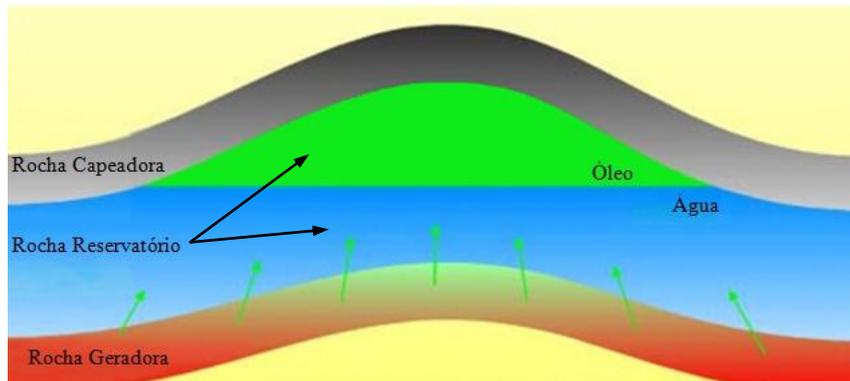


Figura 1. Acúmulo de hidrocarbonetos em um reservatório

O petróleo, por possuir uma densidade média inferior a das rochas que constituem o subsolo, tende a migrar das rochas geradoras para a superfície. Se, no caminho, o óleo encontrar uma camada impermeável (armadilha) que impeça a sua migração e uma estrutura porosa e permeável (reservatório) que faça o seu confinamento, acaba se formando um reservatório de petróleo (Thomas, 2001). Já dentro dos reservatórios, os fluidos irão se organizar de acordo com as suas respectivas densidades.

Como mencionado anteriormente, as propriedades macroscópicas porosidade e permeabilidade das rochas são requisitos fundamentais para a formação de reservatórios de petróleo. Na seção seguinte, detalham-se essas propriedades.

2.2. Propriedades Macroscópicas de Estruturas Porosas

Propriedades macroscópicas de estruturas porosas, como a permeabilidade e a porosidade, são influenciadas apenas pela estrutura do poro, ou seja, pela estrutura microscópica, definida pela geometria, pelo tamanho do poro, etc. Essas

propriedades macroscópicas, utilizadas em modelos de engenharia, representam um comportamento médio de uma amostra contendo muitos poros (Dullien, 1992).

Os parâmetros macroscópicos mais importantes são a porosidade, a permeabilidade, a área específica de superfície, o fator de resistividade de formação e a pressão capilar (Dullien, 1992).

Com isso, simuladores de reservatório utilizam-se de modelos matemáticos de escoamento em meios porosos para descrever o fenômeno físico do fluxo de massa e/ ou energia, a partir de parâmetros macroscópicos .

2.2.1. Porosidade

Porosidade (ϕ) é definida como a fração de espaços vazios em uma rocha em relação ao volume total da rocha (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). A figura 2 ilustra a disposição de espaços em meios porosos.

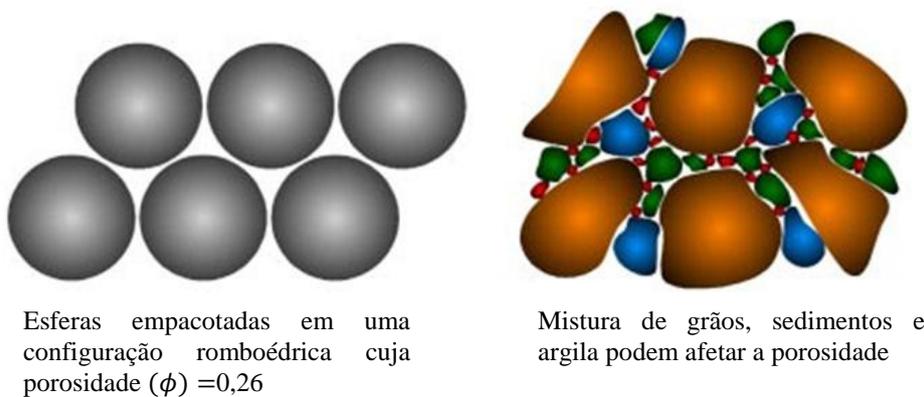


Figura 2. Ilustração de meios porosos.

Fonte: Slumberger (1998).

Como se observa na figura 2, no caso das esferas empacotadas com configuração romboédrica (a esquerda), o volume de espaços vazios entre os grãos é maior do que na configuração espacial apresentada na mistura de grãos (a direita). Com isso, a porosidade da configuração com as esferas empacotadas é maior do que a configuração da mistura de grãos, conforme mostra a figura acima.

Em um meio poroso, alguns poros podem estar interconectados; outros, não. Com isso, apenas a porosidade efetiva, ou seja, a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma, é de interesse. Isso

ocorre porque os poros isolados não são capazes de contribuir no escoamento (Deutsch, 2002).

A porosidade é uma propriedade importante, pois o volume total de óleo no reservatório é diretamente proporcional a ela.

Na figura 3, mostra-se um exemplo de espaço poroso de uma rocha de arenito (Brent *sandstone*), cuja porosidade efetiva é de 0,1602. A formação está transparente e o espaço poroso está em cinza.

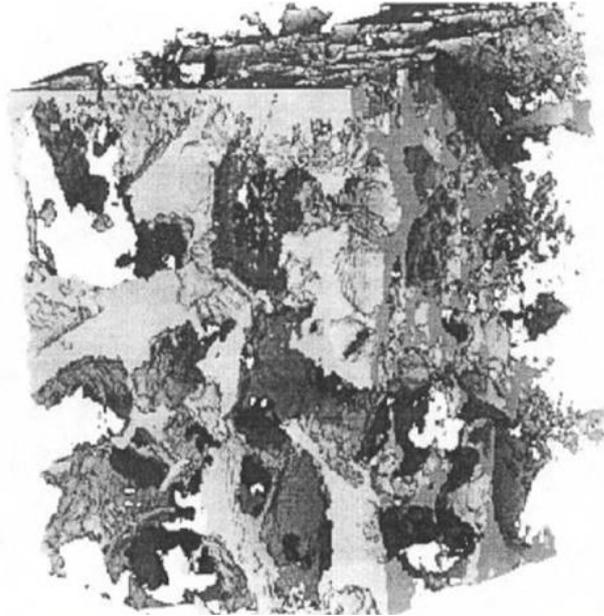


Figura 3. Imagem de Microscopia 3D em um espaço poroso de um arenito (Brent *Sandstone*).

A porosidade pode ser medida, em laboratório, a partir de uma amostra através de métodos destrutivos como a moendra, ou também através de ensaios não destrutivos como a gravimetria, injeção de gás, petrografia e processamento digital de imagens (Dullien, 1992).

2.2.2. Permeabilidade

Permeabilidade é a medida da facilidade que a rocha permite o escoamento do fluido. A permeabilidade também depende do sentido do escoamento do fluido (Deutsch, 2002).

A permeabilidade é definida pela lei de Darcy em um fluxo suficientemente lento, permanente e unidirecional (Dullien, 1992), conforme ilustra a equação (1) e a figura 4.

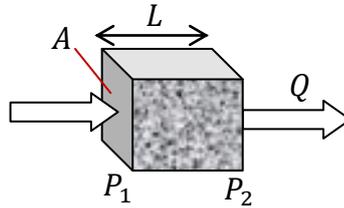


Figura 4. Diagrama esquemático do escoamento em meios porosos

$$k = \frac{Q \mu L}{A (P_1 - P_2)} \quad (1)$$

Onde:

Q é a vazão volumétrica do fluido (cm^3/s)

μ é a viscosidade do fluido (cP)

L é o comprimento do meio poroso na direção do fluxo (cm)

A é a área seccional da amostra (cm^2)

$P_1 - P_2$ é a diferença de pressão hidrostática (atm)

A unidade de permeabilidade é o Darcy, conforme mostra a equação (2).

$$1 \text{ darcy} = \frac{1 \left(\frac{cm^3}{s} \right) 1 (cP) 1 cm}{1 (cm^2) 1 (atm)} \quad (2)$$

Portanto, um meio poroso possui a permeabilidade igual a 1 darcy se a diferença de pressão de 1 atm produzir uma taxa de escoamento de 1 cm^3/s de um fluido com uma viscosidade igual a 1 cP através de um cubo com 1 cm de lado.

Como a porosidade, a permeabilidade pode ser medida em um laboratório a partir de uma amostra, mas não há um instrumento capaz de medir a permeabilidade diretamente no campo. Entretanto, ela pode ser calculada através de equações diferenciais ao se submeter o reservatório a uma condição dinâmica e

monitorar as respostas de pressão e temperatura (Dullien, 1992), a esse processo dá-se o nome de teste de formação (*well-test*).

Enquanto o tamanho do grão tem um efeito insignificante na porosidade da rocha, esse parâmetro tem um efeito predominante na permeabilidade. Isso ocorre porque se lida com o escoamento e com o atrito do fluido contra a superfície da área dos grãos de rocha. Cada grão de rocha está envolvido por uma superfície molhada, onde a velocidade do fluido é sempre zero por definição. Então, forma-se um atrito entre a camada de velocidade igual a zero e onde o fluido está escoando. Dessa forma, para um mesmo fluido e para meios de mesma porosidade, ocorre um atrito maior quando o fluido passa por um meio empacotado com grânulos finos do que com grãos mais largos (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

Com isso, a permeabilidade do meio com grãos maiores é maior do que a permeabilidade do meio com grãos menores, considerando que ambos os meios possuem a mesma porosidade, conforme mostra a figura 5.

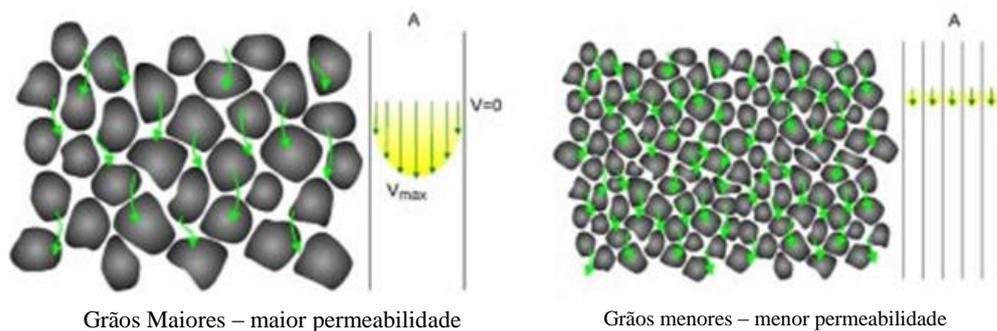


Figura 5. Efeito do tamanho do grão na permeabilidade

A seguir são descritas algumas etapas para caracterização de reservatórios.

2.3. Caracterização de Reservatórios

Idealmente, se o reservatório for homogêneo, a medida de uma propriedade em qualquer local permite uma descrição completa do reservatório. Entretanto, sabe-se que os reservatórios possuem características heterogêneas, ou seja, as propriedades de um reservatório variam em função do espaço (Kelkar e Perez, 2002). Com isso, a caracterização de um reservatório torna-se um problema complexo.

A construção de um modelo de reservatório é elaborada em dois estágios. Em um estágio inicial, a caracterização do reservatório é realizada utilizando-se dados estáticos como perfil de poço, dados sísmicos, etc. (Maschio, Vidal e Schiozer, 2008). Em uma segunda etapa, é realizado o ajuste de histórico ou ajuste aos dados dinâmicos.

Um reservatório pode ser caracterizado de uma forma direta (*hard data*) ou de forma indireta (*soft data*) e/ou a partir da inferência geoestatística de propriedades do reservatório (Deutsch, 2002). As principais fontes de dados para medidas, sejam indiretas ou diretas, são descritas a seguir.

2.3.1. Fontes de Dados para a Caracterização de Reservatórios

Sondagens, amostragens e testemunhagens são procedimentos que efetuam medidas de forma direta, ou seja, possibilitam o contato direto (visual ou tátil) com o material que compõe o reservatório, e também o desenvolvimento de uma série de ensaios laboratoriais nas amostras coletadas, cujos resultados irão subsidiar uma precisa caracterização do tipo ou da natureza do material coletado (Souza, 2006).

Por formas indiretas de investigação entendem-se aquelas que viabilizam a caracterização dos materiais constituintes do reservatório à distância e, portanto, não possibilitam o contato direto do pesquisador com o reservatório (Souza, 2006). Entre as formas indiretas estão: coletas de dados sísmicos, perfil de poço e testes de formação (Deutsch, 2002).

Cada etapa da caracterização do reservatório, seja direta ou indireta, possui uma escala de dados e abrangência diferentes, conforme figura 6.

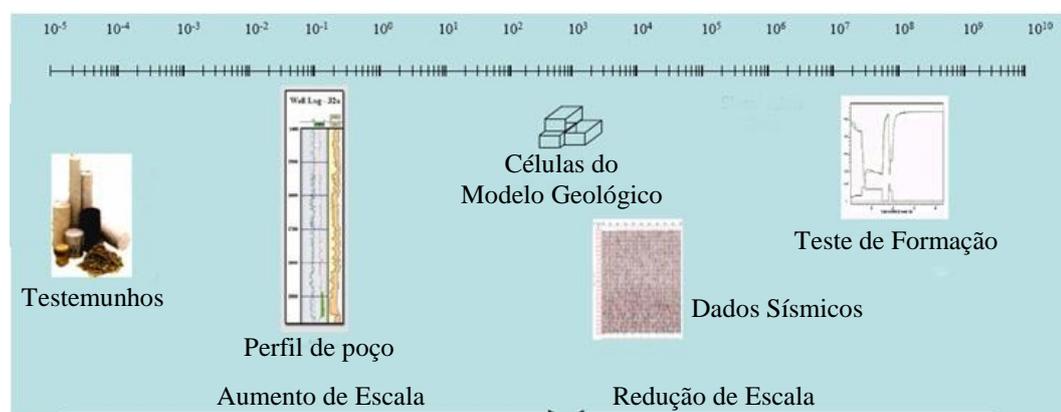


Figura 6. Escala das diferentes fontes de dados

Observa-se pela figura 6, que os dados de perfil de poço (*well-log*), testemunhos (*core data*), dados sísmicos e testes de formação (*well-test*) apresentam escalas diferentes. Dessa forma, para se efetuar a integração desses dados é necessário aumentar a escala (*upscaling*) dos dados de perfil de poço e de testemunhos e uma redução da escala (*downscaling*) dos dados de produção e dados sísmicos.

Quanto à abrangência, os dados do perfil de poço e de testemunhos possuem uma alta definição, mas são dados pontuais. Já os dados de produção possuem uma área de cobertura maior e difundem características heterogêneas de um reservatório (Tureyen e Caers, 2002).

Nas sub-seções a seguir são descritas as principais fontes de dados para a caracterização de propriedades de reservatórios.

2.3.1.1. Dados Sísmicos de Reflexão

Os métodos sísmicos são baseados nos princípios de propagação das ondas acústicas. A sísmica de reflexão lida com o fenômeno da reflexão do som nas interfaces entre os meios com distintas propriedades físicas, ou seja, com contrastes de impedância acústica. Teoricamente, corpos extremamente homogêneos não refletem as ondas acústicas, até que estas encontrem obstáculos ou interfaces acústicas (outro tipo de rocha, por exemplo) (Souza, 2006).

Basicamente, a utilização dos métodos sísmicos de reflexão em áreas marítimas se dá a partir da emissão de pulsos sonoros por meio de fontes acústicas rebocadas na superfície da água, ou muito próximos dela. Em alguns métodos, a fonte sísmica é posicionada na coluna d'água, a certa distância da superfície de fundo, conforme mostra a figura 7.

As frentes de ondas emitidas pela fonte acústica se propagam através da água e dos estratos sedimentares subjacentes em velocidades que variam de acordo com as características físicas de cada um dos meios geológicos atravessados pelo sinal (Souza, 2006).

Quando ocorrem contrastes de velocidade de propagação e de densidade, ou seja, contrastes de impedância acústica entre dois estratos, uma parte da energia das frentes de onda é refletida na interface entre os meios e retorna à superfície, e

a outra penetra nas camadas sedimentares, retornando aos sensores (hidrofonos) subsequentemente (Souza, 2006).

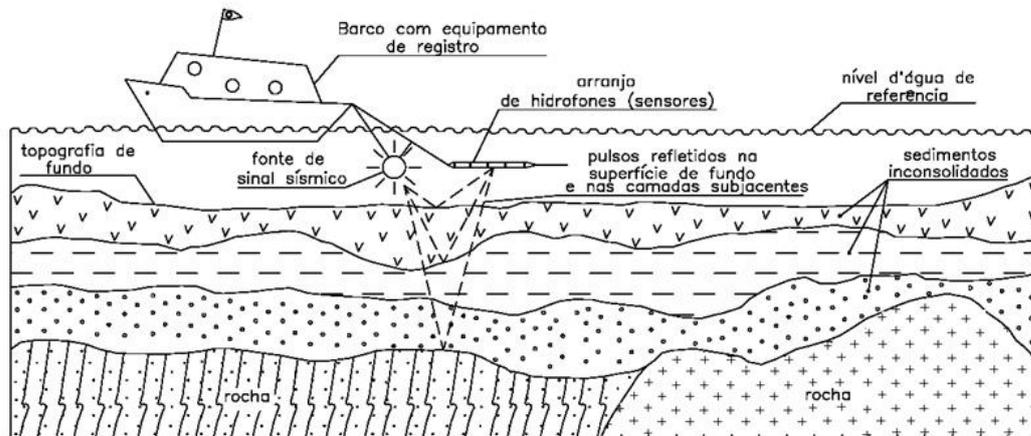


Figura 7. Diagrama esquemático da sísmica de reflexão no mar.

Fonte: Souza L. A. (2006)

Os sinais recebidos pelos sensores são conduzidos ao sistema de processamento e gravação, para finalmente serem impressos na forma de uma seção, em papel eletrossensível, ou, no caso dos equipamentos mais modernos, gravada digitalmente (Souza, 2006).

Após essa etapa de coleta de dados, são realizadas etapas consecutivas de interpretação e de avaliação qualitativa para que sejam inferidas propriedades de interesse para a exploração ou exploração¹ de um reservatório. Devido a essas etapas adicionais, mais incertezas são associadas às propriedades levantadas por processo sísmico (Kelkar e Perez, 2002).

Da sísmica de reflexão derivam a interpretação estrutural, superfície de *grids* e localização de falhas. Dela também derivam informações de atributos como variações em larga escala de proporções de fácies² e porosidade (Deutsch, 2002).

¹ O termo exploração, em geologia, relaciona-se à fase de prospecção: busca e reconhecimento da ocorrência dos recursos naturais, e estudos para determinar se as reservas são economicamente viáveis. A exploração é a retirada do recurso com máquinas adequadas, para fins de beneficiamento, transformação e utilização.

² Refere-se à caracterização de um tipo de rocha ou de uma associação de rochas (litotipo), dado qualquer aspecto genético, composicional, químico ou mineralógico, morfológico, estrutural ou textural distintivo para fins de referência em um estudo geológico.

2.3.1.2. Perfilagem

Perfilagem geofísica é o registro de medidas geofísicas (perfis elétricos, acústicos, radioativos, mecânicos, térmicos, etc.) realizadas por sensores de perfilagem deslocados em um poço (Girão, 2006). A figura 8 a seguir ilustra o registro da perfilagem.

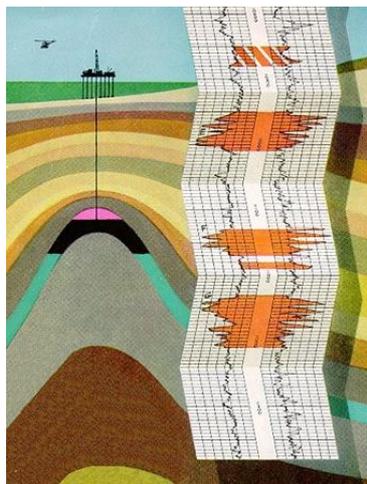


Figura 8. Ilustração do Perfilagem de um poço de petróleo

Fonte: Departamento de Energia dos Estados Unidos (2010)

A interpretação das informações obtidas na perfilagem geofísica permite inferir propriedades da formação. Isso é possível porque as rochas podem ser identificadas em função de suas propriedades elétricas (condutividade elétrica, polarização induzida, constante dielétrica ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito de ondas elásticas compressoriais ou cisalhantes), radioativas (radioatividade natural ou induzida), mecânicas, térmicas, etc. (Girão, 2006).

A perfilagem permite uma informação precisa das superfícies estratigráficas e das falhas, como também uma inferência das medidas de propriedades tais como tipo de fácies, porosidades e, por vezes, permeabilidade (Deutsch, 2002).

2.3.1.3. Testemunhos

As medidas de permeabilidade e de porosidade, feitas através de testemunhos, são medidas diretas das propriedades de reservatórios. Por isso, esses dados são menos incertos (Kelkar e Perez, 2002).

Contudo, para a realização de tais medidas, é necessário que seja perfurado um poço para a obtenção de tais testemunhos, o que requer um custo de investimento, se o poço for apenas para investigação das propriedades do reservatório. Assim, as propriedades inferidas através de testemunhos são mais precisas, porém esparsas.

2.3.1.4. Teste de formação

Os testes de formação podem ser realizados em diferentes estágios de perfuração, completação e produção. O objetivo de cada teste pode ir ser da simples identificação dos fluidos produzidos à determinação de características complexas do reservatório. Em termos gerais, os testes podem ser agrupados em testes de produtividade ou testes para caracterização de reservatórios (Slumberger, 1998).

Os testes de produtividade são conduzidos para:

- Identificar os fluidos produzidos e determinar as suas respectivas razões volumétricas de produção;
- Medir a pressão e a temperatura do reservatório;
- Obter amostras para a análise de PVT (Pressão, Volume e Temperatura);
- Determinar a produtividade do poço (*well deliverability*);
- Avaliar a eficiência da completação;
- Caracterizar os danos do poço.

Já os testes para caracterização possuem o objetivo de:

- Avaliar os parâmetros do reservatório tais como permeabilidade, espessura, *channels widths*, padrões conectados de escoamento e barreiras (Deutsch, 2002);
- Caracterizar as heterogeneidades do reservatório;
- Determinar a extensão do reservatório, espessura e a sua geometria.
- Determinar a comunicação hidráulica entre poços.

Esses últimos são possivelmente os dados mais valiosos sob o ponto de vista de um engenheiro de petróleo. Na perspectiva de um engenheiro, a construção da

caracterização de um reservatório não tem valor se o modelo de reservatório não pode reproduzir os dados de produção (Kelkar e Perez, 2002).

2.3.2. Métodos Geoestatísticos

2.3.2.1. Métodos geoestatísticos convencionais

O variograma é a medida de correlação espacial mais utilizada para modelagem de grids de porosidade e permeabilidade. A seleção criteriosa dos parâmetros do variograma é crítica para se obter um variograma de amostras limpo e interpretável (Deutsch, 2002).

O variograma é definido como o valor esperado de:

$$\gamma_{z,z}(h) = \frac{1}{2} E\{[Z(u) - Z(u + h)]^2\} \quad (3)$$

Onde:

u é o vetor de coordenadas;

$Z(u)$ é uma variável aleatória definida na região de estudo;

h é o vetor de distância (lag) que separa os dados;

$Z(u + h)$ versão lagged da variável aleatória.

O crossvariograma estendido para duas variáveis aleatórias $Z(u)$ e $Y(u)$ é definido pelo valor esperado conforme expressão abaixo.

$$\gamma_{z,y}(h) = \frac{1}{2} E\{[Z(u) - Z(u + h)][Y(u) - Y(u + h)]\} \quad (4)$$

O variograma e o crossvariograma são momentos de ordem dois, ou seja, estatística de “dois pontos”, que geralmente são inferidas a partir de dados de obtidos através de medidas precisas e esparsas de alguns poucos poços.

O variograma realiza uma descrição adequada das heterogeneidades dentro de uma única fácies. Contudo, o variograma não é capaz de capturar as formas complexas curvilíneas (como canais, estratificação oblíqua) e também não é capaz de descrever grandes conectividades dentro de um reservatório (Caers e Zhang, 2004).

2.3.2.2.

Algoritmo de Simulação Geoestatística de Múltiplos Pontos - Snesim

A geoestatística de múltiplos pontos se baseia no conceito de imagens de treinamento. Essas imagens são um banco de dados de padrões geológicos, a partir da qual a estatística de múltiplos pontos pode ser inferida (Caers e Zhang, 2004).

Segundo Strebelle e Journel (2001), essa imagem de treinamento deve refletir as heterogeneidades da sub-superfície como a presença de canais interconectados, que são característicos de reservatórios de petróleo. A imagem de treinamento não precisa representar nenhuma informação localizada precisa, mas sim necessita refletir o conceito obtido pela análise sísmica, pelo perfil de poço e pela comparação entre reservatórios análogos, ou seja, precisa refletir o conceito estrutural construído pelos dados estáticos.

Caers e Zhang (2002) comparam três imagens de treinamento e os seus respectivos variogramas, conforme mostra figura 9.

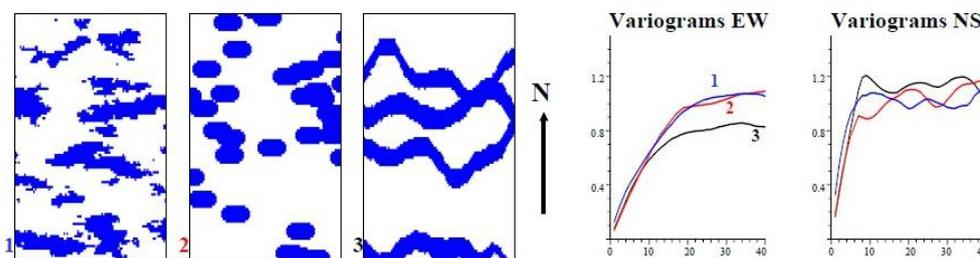


Figura 9. Três diferentes heterogeneidades geológicas e três variogramas similares.

Fonte: CAERS, ZHANG (2002).

A figura 9 mostra três possíveis candidatas para uma imagem de treinamento; a primeira com uma textura estratificada; a segunda, um conjunto de formas elípticas; e a terceira, um conjunto de formas fluviais. Como o variograma é baseado em momentos de ordem 2, ou seja, “estatística de dois pontos”, ele não é capaz de captar essas heterogeneidades dos padrões.

Daí, a necessidade de outros métodos geoestatísticos de forma a melhor caracterizar estruturas heterogêneas as presentes em reservatórios de petróleo.

A abordagem geoestatística de múltiplos pontos, ou seja, estatística baseada em momentos de ordem superior, proposta por Strebelle e Journel (2001), utiliza uma imagem de treinamento, para estimar a probabilidade condicional de uma

variável aleatória, dadas outras variáveis vizinhas. Com isso, a estatística de múltiplos pontos expressa a variabilidade conjunta de mais de dois locais ao mesmo tempo a partir de dados de uma imagem de treinamento.

A partir da inferência da geoestatística de múltiplos pontos a partir de imagens de treinamento, Strebelle & Journel (2001) propuseram o algoritmo *Snesim* para realizar uma simulação geoestatística que gera realizações de forma que as mesmas considerem a geoestatística de múltiplos pontos.

O *Snesim* é um algoritmo de simulação seqüencial. Este método se baseia na idéia de simular cada nó do grid de fácies, ou de uma propriedade geológica, seqüencialmente por um caminho aleatório, onde a simulação de nós a serem simulados é restringida pela realização dos nós já simulados. O algoritmo funciona da seguinte forma:

Inicialmente é construído um grid 3D ou 2D no qual cada nó não possui valor de propriedade. Em seguida, são preenchidos os valores da propriedade onde existe um poço ou onde a propriedade é conhecida. Em seguida, efetua-se um ciclo com quatro passos:

- No primeiro passo, escolhe-se um nó sem propriedade através de um caminho aleatório.
- No segundo passo, procura-se pelos nós mais próximos que contenham dados de poços e pelos nós vizinhos já simulados.
- No terceiro passo, baseados nesses nós selecionados no segundo passo, constrói-se um modelo de probabilidade a partir de uma imagem de treinamento considerando esses múltiplos pontos selecionados.
- No quarto passo, através do modelo probabilístico calculado no passo anterior, efetua-se uma realização para o nó. Obtida a realização o ciclo se perpetua até que todos nós que não contém valor de propriedade seja visitado.

O algoritmo do *Snesim* está disponível em um programa chamado SGeMs - Stanford Geostatistical Modeling Software (Remy, Boucher e Wu, 2009). Com isso, através do *Snesim* é possível obter realizações de um campo de permeabilidade, por exemplo, utilizando estatística de múltiplos pontos a partir do

conceito geológico construído nas etapas iniciais de caracterização do reservatório.

No próximo capítulo, será descrito mais detalhadamente o tema do ajuste de histórico, destacando-se algumas das metodologias já desenvolvidas.