

Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências
Graduação Geofísica

**APLICAÇÃO DE MODELO ESTOCÁSTICO NO ESTUDO DO RESERVATÓRIO
DE ALBACORA E ALBACORA LESTE.**

Neudson Kiffer Magalhães

Niterói, 2012

Aluno: Neudson Kiffer Magalhães

**APLICAÇÃO DE MODELO ESTOCÁSTICO NO ESTUDO DO RESERVATÓRIO
DE ALBACORA E ALBACORA LESTE.**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso II apresentado ao Curso de Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências. Como requisito parcial para obtenção do grau de bacharel em geofísica.

**Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências
Graduação Geofísica**

Orientador: Prof. Dr. Adalberto Silva

Niterói, 2012

**APLICAÇÃO DE MODELO ESTOCÁSTICO NO ESTUDO DO RESERVATÓRIO
DE ALBACORA E ALBACORA LESTE.**

Neudson Kiffer Magalhães

Trabalho de Conclusão de Curso II apresentado ao Curso de Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências. Como requisito parcial para obtenção do grau de bacharel em geofísica.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Adalberto da Silva / Lagemar UFF – Orientador

Prof. Dr. Arthur Ayres Neto / Lagemar UFF

Prof. Dr. Marco Antônio Cetale Santos / Lagemar UFF

M188

Magalhães, Neudson Kiffer

Aplicação de modelo estocástico no estudo do Reservatório de
Albacora e Albacora Leste / Neudson Kiffer Magalhães. – Niterói :
[s.n.], 2012.

50 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) –
Universidade Federal Fluminense, 2012.

1.Campo de Albacora. 2.Modelos geológicos. 3.Modelo
estocástico. I.Título.

CDD 553.1

Agradecimentos

Expresso minha gratidão a meus pais Neudson e Regina, por me darem o apoio desde minha infância até alcançar a maturidade, mas que sempre tem me ensinado algo, proporcionando meu desenvolvimento em sentido físico emocional e educacional. Sou grato por meus dois irmãos Heitor e Hallisson que me ajudaram a sentir a alegria de ter uma família, bem como as brincadeiras e brigas ao longo de nosso desenvolvimento, levando-nos a dar risadas e receber algumas correções um tanto severas. Agradeço a minha esposa por estar ao meu lado em momentos de dificuldades e alegria, ajudando a desenvolver um companheirismo aconchegado e amor que temos desfrutado ao longo de nossa união. A todos os professores da Universidade Federal Fluminense e a outros professores que forneceram informações acadêmicas, e algumas vezes de suas vidas, das quais carregarei ao longo da minha jornada profissional, tendo a certeza de que fui bem instruído para o desenvolvimento de qualquer atividade na minha área de atuação. Sou grato a todos vocês pela contribuição profissional e pessoal para minha vida, lembrarei com orgulho de cada um por ter tido a oportunidade de receber essas informações, agradeço mais uma vez pelos seus esforços que certamente são muito valiosos.

Agradeço a todos os meus colegas de turma, que fizeram do curso uma jornada incrível e emocionante. Essa jornada não seria completa, sem vocês caros colegas. Seria uma falta de consideração, escrever os nomes de todos aqui e porventura faltar alguém, por isso, expresso a todos os meus mais sinceros agradecimentos.

Muito obrigado a todos.

Resumo

A descoberta do Campo de Albacora em 1984 introduziu um marco exploratório em campos localizados em águas profundas, e caracterizou-se pela descoberta de um grande reservatório de hidrocarbonetos estimado em 4,1 bilhões de barris de petróleo. O Campo de Albacora, localizado em uma profundidade de 3.000m apresenta uma constituição de areias turbidíticas intercaladas.

O estudo e caracterização de reservatórios são de importância fundamental para definição de estratégias quanto à exploração de hidrocarbonetos dentro de uma bacia sedimentar. Modelos geológicos que definam estes campos permitem ter uma melhor visão da distribuição espacial de um reservatório potencial, ou controlar a sua evolução com o tempo. As análises visando refinar cada vez mais estes contextos geológicos envolvem um grande conjunto de variáveis matemáticas devido a sua complexidade, gerando uma série de possibilidades dentro de um cenário complexo. A sísmica revela em uma escala maior as interfaces, caracterizadas pelos intervalos de tempo e principalmente das intercalações em maior escala das reflexões vistas em um perfil sísmico.

A perfilagem geofísica de poços insere no reservatório em potencial, uma grande quantidade de parâmetros a serem analisados. A construção de eletrofácies (Easy Trace) a partir de perfis elétricos para identificar as camadas sedimentares na sísmica são fundamentais para uma associação com os perfis sísmicos, sendo portanto necessário a utilização de ferramentas estatísticas (SGems) para uma identificação mais aproximada deste complexo contexto sedimentar, no que diz respeito as suas características para uma classificação de potencial econômico. O resultado gerado pelo modelo estocástico será de importância fundamental para interpretação das camadas sedimentares juntamente com os perfis elétricos e dados sísmicos.

Palavra chave: ¹Campo de Albacora, ²Modelos geológicos, ³Modelo estocástico.

Abstract

The discovery of the Albacora Field in 1984 inserted an exploratory mark on the fields located in deep waters and was characterized by the discovery of a big reservoir of hydrocarbonate, estimated on 4,1 billion barrels of oil. The Albacora Field, located at a depth of 3000m presents a constitution of intercalated turbidite sands.

The study and the characterization of reservoirs are fundamentally important to define strategies about the exploitation of hydrocarbonate inside a sedimentary basin. Geological models that defines these fields allow a better view of the spatial distribution of a potential reservoir or to control its evolution over the time. The analysis aiming to refine increasingly these geological contexts, involve a big set of mathematical variables due to its complexity, generating a series of possibilities on a complex scenario. Seismic reveals, on a larger scale, the interfaces characterized by the time intervals and mainly by the intercalations, in bigger scale, of the reflections saw on a seismic profile.

The geophysical logging of wells inserts in the potential reservoir, a large quantity of parameters to be analyzed. The construction of electrofacies (Easy Trace) from Electric Profiles to identify the sedimentary layers on seismic are fundamental for an association with the seismic profiles and, therefore, being necessary to use statistical tools (SGems) for a closer identification of this complex sedimentary context, regarding its features for a classification as an economic potential. The result generated by the stochastic model will be of paramount importance for the interpretation of the sedimentary layers together with the electrical profiles and seismic data.

Key words: ¹Albacora Field, ²Geological models, ³Stochastic model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Histograma da característica RHOB _____	Pág.7
Figura 2 - Função Variograma _____	Pág.9
Figura 3 - Mapa da Bacia de Campos – modificado de BDEP Web Maps _____	Pág.17
Figura 4 - Seção Geológica da Bacia de Campos_____	Pág.18
Figura 5 - Seção dos sistemas costeiros de deposição juntamente com depósitos de leques de taludes (turbiditos)_____	Pág.20
Figura 6 - Modelo vertical de fácies ou Sequência de Bouma_____	Pág.21
Figura 7 – Padrões observados e diferentes tipos de geometria de reservatórios_____	Pág.23
Figura 8 - Grid com os poços do Campo de Albacora_____	Pág.26
Figura 9 - Histograma de densidade_____	Pág.28
Figura 10 - Histograma de porosidade de densidade _____	Pág.28
Figura 11 - Variograma experimental a partir dos dados e utilizado na krigagem e modelagem estocástica _____	Pág.29
Figura 12 - Variograma da porosidade da densidade inserido no modelo estocástico_____	Pág.29
Figura 13 - Variograma da modelagem estocástica para a porosidade_____	Pág.30
Figura 14 - Krigagem dos poços em RHOB _____	Pág.31
Figura 15 - Modelagem estocástica de RHOB_____	Pág.31
Figura 16 - Krigagem sobre o cálculo de porosidade_____	Pág.32
Figura 17 - Modelo estocástico da porosidade_____	Pág.32
Figura 18 - Modelo estocástico do reservatório com a característica de porosidade ____	Pág.33
Figura 19 - Base do reservatório baseado nos últimos dados da perfilagem geofísica__	Pág.34
Figura 20 - Centro do reservatório baseado nos dados centrais da perfilagem geofísica_	Pág.34
Figura 21 - Topo do reservatório baseado nos dados centrais da perfilagem geofísica__	Pág.34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tabela de classificação dos depósitos turbidicos a partir de suas características_____	Pág.22
Tabela 2: Tabela com os poços do Campo de Albacora_____	Pág.25

SUMÁRIO

1 – Introdução	1
2 – Objetivos	4
3 – Geoestatística	5
3.1 Variáveis Aleatórias	5
3.2 Histograma	7
3.3 Variável Regionalizada	7
3.4 Variograma	9
3.5 Krigagem	10
4 – Modelagem Estocástica	12
5 – Perfilagem Geofísica de Poços	15
6 – Área de Estudos	17
6.1 Geologia Regional	17
6.2 Depósitos Turbidíticos	19
7 – Metodologia e Material Utilizado	25
8 – Tratamento dos dados e Resultados	27
9 – Conclusão	36
10 – Referências Bibliográficas	38

1– Introdução

Os depósitos de turbiditos são conhecidos sistemas complexos e heterogêneos, e nos últimos anos têm se tornado os principais alvos de exploração e produção de petróleo. Estes depósitos são pouco preservados em afloramentos, o que torna sua caracterização geométrica bastante difícil (Bruhn, 1998). Grande parte das reservas de petróleo encontradas nas bacias marginais brasileiras é de origem turbidítica, localizados em lâmina de água profunda. O Brasil tem em sua área de exploração de hidrocarbonetos uma importante província exploratória referente aos reservatórios dessa origem, girando em um percentual de 90% de exploração atual nesse tipo de reservatório. Devido à dificuldade de definição geométrica desses depósitos em contraposição de uma exploração adequada, a identificação das heterogeneidades deste tipo de reservatório e seu sistema deposicional torna um complexo trabalho de implementação de técnicas adequadas para o desenvolvimento exploratório destes campos, bem como seu desenvolvimento requer que se entenda em detalhe a sua distribuição faciológica e formas de camadas no espaço tridimensional do reservatório.

A utilização dos conceitos fundamentos na Petrofísica, Estratigrafia, Sedimentologia, Geologia e Geologia Estrutural tem grande uso para modelagem dos campos exploratórios, bem como na avaliação de um reservatório. O avanço computacional tem contribuído para o surgimento de novas técnicas e metodologias, esses avanços utilizando aplicativos computacionais baseados nos conceitos de estudo, tem como objetivo fornecer um entendimento das principais características de um reservatório, visando fornecer uma interpretação geológica baseada em um modelo computacional.

Os dados sísmicos são importantes para a elaboração de um modelo geológico, sendo esta etapa referente a uma fase inicial de exploração em um campo em potencial. Esse modelo, em uma escala maior será importante para identificar as principais feições geológicas, bem como os principais horizontes, falhas e a geometria que influenciam este bloco exploratório. A resolução sísmica, não permite uma identificação de pequenas estruturas, sendo necessária uma ferramenta mais adequada para resolver um problema em escala menor, ou escala de reservatório, que necessita de uma melhor identificação e definição.

Com a perfuração de poços, introduz-se uma informação adicional, que ajuda a delimitar o campo exploratório e identificar pequenas estruturas que não podem ser mapeadas devido à resolução sísmica vertical. Os poços amostrados são esparsos e pontuais, e

contribuem para seções preliminares de seções estratigráficas e estruturais, bem como a elaboração de mapas de variáveis, espessura do reservatório e espessura das camadas porosas contendo arenitos. Os perfis obtidos pelas ferramentas de perfilagem de poço permitem efetuar uma correlação das camadas, baseados em dados adicionais de petrofísica e bioestratigráficos. Durante a perfuração do poço são obtidas informações importantes de fluidos de formação, pressão, temperatura e contato de fluidos.

Como sequência no trabalho, é feita a modelagem do arcabouço estrutural e estratigrafia do reservatório, tendo como dados de entrada os zoneamentos estratigráficos e superfícies geológicas em profundidade, falhas, geometria e limites do reservatório. Como ponto críticos temos: o modelo conceitual, malha geológica, modelagem das geometrias estratigráficas e estruturais, que podem ser muitas dentro de vários cenários gerados a partir dos dados.

A modelagem das propriedades do reservatório é um processo utilizando os dados obtidos, com os dados de poço, tais como o cálculo de porosidade, saturação de água e volume de argila. Também são utilizados perfis elétricos, correlações entre porosidade e permeabilidade, petrofísica e atributos sísmicos. O objetivo de usar essas informações e todas outras é gerar um modelo de fácies, volume de hidrocarbonetos, as propriedades petrofísicas, espessura de arenito e criar mapas contendo a espessura porosa com óleo.

Os modelos estocásticos são aplicados e utilizados para o entendimento das enormes variabilidades internas e espaciais de um reservatório. Como uma ferramenta importante a análise e elaboração de modelos, a geoestatística é de excelente funcionalidade para fazer uma ponte de ligação, da Geologia com toda a Engenharia do reservatório. Segundo (Alabert & Massonat 1990, Damsleth et al. 1990, Haldorsen & Damsleth 1990, Alabert & Corre 1991, Alabert & Modot 1992 e Massonat et al. 1992), é necessário modelar o reservatório para uma fase posterior inserir as propriedades petrofísicas no interior das fácies.

A interpolação dos dados obtidos resulta em modelos geoestatísticos que podem ser do tipo determinístico ou estocástico, desses últimos as principais técnicas para geração de modelos são as Simulações Gaussianas, Simulação Indicatriz Sequencial, entre outros, utilizados para simulações estocásticas. Com essas técnicas o objetivo é obter uma melhor estimativa baseada nas medidas obtidas, e gerar modelos que possam reproduzir as características encontradas no reservatório, reproduzindo assim, suas principais variabilidades. Nas interpolações obtemos resultados suavizados e únicos, enquanto que na simulação com métodos estocásticos, podemos obter imagens equiprováveis da distribuição

das propriedades, provendo um modelo representativo de um ambiente geológico. Para geração e entendimento de modelos de reservatórios, como deslocamento de fluidos e porosidade, são utilizados esses métodos para uma melhor caracterização desse complexo contexto, e suas características mais importantes para o potencial econômico.

2 – Objetivos

O objetivo do trabalho será aplicar um modelo estocástico em um reservatório, utilizando ferramentas geoestatísticas, tendo como parâmetro dados de poços fornecidos pelo BDEP, que fornecem informações importantes ao estudo das camadas em profundidade e propriedades relacionadas às características físicas obtidas pelas ferramentas de perfilagem geofísica de poço.

Para a criação de um modelo geológico em torno de uma característica particularmente obtida, será o foco para o estudo, elaboração e desenvolvimento dos cálculos efetuados para a construção de um modelo aproximado de um reservatório.

O modelo do reservatório será construído a partir dos dados de poços e suas principais características objetivando um entendimento das variabilidades naturais dentro de um reservatório, contemplando de maneira adequada os dados, mantendo uma fidelidade para o processamento dos dados, utilizando as ferramentas estatísticas para esse objetivo.

A aplicação de técnicas de modelagem estocástica é importante para o entendimento do processo deposicional associado ao reservatório. As técnicas utilizadas são importantes para a geração de cenários de distribuição em torno das principais heterogeneidades, tendo como finalidade mapear a distribuição da característica de estudo envolvida, e sua distribuição em torno do reservatório.

3 – Geoestatística

Com o estímulo dado pela indústria petrolífera, novas técnicas para caracterização de reservatórios são utilizadas em grande escala, visando aumentar a produtividade e fator de recuperação para essas importantes áreas, onde existe um grande investimento financeiro. A geoestatística é uma das técnicas cuja metodologia tem sido bem aceita, pelo suporte bem aproximado das condições encontradas no ambiente do reservatório explorado.

Como início de aplicação, a Geoestatística foi introduzida na indústria de minérios por volta dos anos de 1950, quando o engenheiro de minas D. G. Krige e o estatístico H. S. Sichel desenvolveram novas metodologias para estimar reservas minerais. G. Matheron no final dos anos 50 e início dos anos 60 desenvolveu a partir dos estudos de Krige e Sichel a Teoria das Variáveis Regionalizadas, e definiu a geoestatística como a aplicação da Teoria das Variáveis Regionalizadas para estimativa de depósitos minerais (Matheron 1971), porém sua aplicação atual está desenvolvida em diversas áreas. A geoestatística vem sendo empregada durante muito tempo na indústria petrolífera para estimativa de reservas de hidrocarbonetos e modelagem, utilizando cada vez mais informações obtidas por outras ferramentas. O desenvolvimento da Teoria da Krigagem Universal, no fim da década de 60 para aplicação na cartografia submarina, no início da década de 70 foi criada a teoria Intrínseca de Ordem K, para aplicação na meteorologia, o surgimento dos princípios da Análise Convexa cujo objetivo é de maximizar as reservas recuperáveis de jazidas subterrâneas. Estes estudos contribuíram para aceitação da geoestatística nas mais variadas aplicações das ciências da Terra.

A vantagem que pode ser atribuída a Geoestatística, é sua interdisciplinaridade, obtendo e fornecendo informações para as mais diversas áreas, tendo como principal objetivo, melhorar as previsões através da construção de modelos mais realistas para um reservatório e beneficiando por sua agilidade e custo.

3.1 – Variáveis Aleatórias

Variáveis aleatórias fazem parte de um modelo importante para a geoestatística na teoria das probabilidades. As variáveis aleatórias ou funções aleatórias permitem fazer uma avaliação das incertezas sobre o conhecimento do atributo ou variável.

As variáveis aleatórias convencionalmente são definidas como, uma variável que pode ter uma série de possibilidades, cada uma com certa probabilidade de ocorrência ou

frequência de ocorrência (Goovartes, 1997, p,63; Deutsch and Journelo, 1998, p, 11; Jensen et al., 1997). A variável aleatória muitas vezes é identificada pela letra Z, ou como minúscula z. As variáveis podem ser $\{z_i, i=1, \dots, n\}$ para valores discretos com n resultados ou $\{z \in [z_{\min}, z_{\max}]\}$ para variáveis contínuas variando em um intervalo, assumindo valores que podem ser mínimos ou máximos.

No caso discreto, para cada resultado Z_i é anexado a valores de probabilidade.

$$P_i = \text{Prob}\{Z=z_i\} \in [0,1] \quad (1.1)$$

No caso contínuo, os valores de distribuição de probabilidade podem ter a forma de:

- uma função de distribuição acumulativa (cdf), figura para histograma acumativo, provendo a probabilidade para a variável aleatória não excedendo o valores de limite de Z.

$$F(z) = \text{Prob}\{Z \leq z\} \in [0,1] \quad (1.2)$$

- uma densidade de probabilidade (pdf), demonstrada no histograma, definida como a derivada ou inclinação de cdf prévio com z valores onde F é diferenciado.

$$f(z) = d F(z)/dz \quad (1.3)$$

A chave para interpretação probabilística de uma variável z é a modelagem da distribuição de função, cdf for pdf, da correspondente variável aleatória Z. Pode-se notar que a modelagem não significa necessariamente a adaptação de uma função paramétrica, quer para o cdf e pdf, uma série de classes com valores de probabilidade anexados, sendo um modelo válido (Deutsh and Journal, 1998, p. 16). A função de distribuição deve contabilizar todas as informações disponíveis, fornecendo então o que é necessário para quantificar a incerteza sobre o resultado da variável z.

Muitas aplicações da geoestatística nas ciências da terra envolvem mapeamento, que é uma consideração das variáveis em vários lugares no espaço e no tempo. Algumas destas variáveis são conhecidas através de amostras, porém a maioria é desconhecida com uma variação no grau de incertezas. Entretanto, o interesse é avaliar não apenas cada variável desconhecida, mas sim avaliar a sua relação e conexão no espaço amostral. O conceito de variáveis aleatórias é definido no sentido de dar repostas a esses problemas.

3.2 – Histograma

O histograma é uma ferramenta de análise visual preliminar do estudo da distribuição de frequências, descrevendo como as unidades de uma população estão distribuídas sobre um intervalo amostrado. Podendo assumir distribuição de frequências simples ou acumulada.

A construção de frequências do tipo simples é feita tabulando-se os dados de uma característica de estudo medida em intervalos constantes, visando agrupar essas informações representando graficamente em forma de um histograma Figura 1.

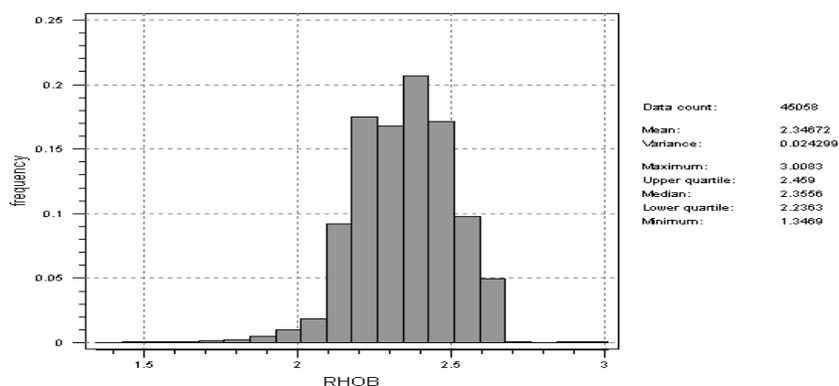


Figura 1 – Histograma da característica RHOB.

A construção de frequências acumuladas é o mesmo para do tipo simples, no entanto as frequências dos dados agrupados nos intervalos são agora acumuladas. A representação gráfica da curva acumulativa é feita lançando as frequências acumuladas em ordenada e os intervalos de medida em abscissa.

O histograma é de interesse para entender o comportamento dos dados obtidos em torno da média para que possa ser avaliada alguma tendência nos dados.

3.3 – Variável Regionalizada

Para a construção de um modelo matemático, segundo Matheron (1970, apud Souza Jr., 1997), existe um primeiro nível de abstração que consiste em representar de forma interpretativa um fenômeno natural e regionalizado através de uma função numérica chamada de variável regionalizada. A função varia de um lugar para o outro com uma certa aparência de continuidade, porém as variações não podem ser representados por uma função determinística (Blais & Carlier, 1968 apud Olea, 1975). Matheron (1965, apud Huijbregts,

1975) escolheu o uso de variável aleatória para enfatizar as feições particulares dessa continuidade aparente.

A relação de continuidade atribuída às variáveis regionalizadas está nas propriedades da amostra no que diz respeito à distância e direção. Na geologia todas as observações quantitativas através de dimensões 2D ou 3D, seja elas para a Sedimentologia, Geoquímica, Geofísica, etc., são consideradas exemplos de variáveis regionalizadas.

Segundo Guerra (1998), as variáveis regionalizadas são representadas, de forma prática por uma certa quantidade de informações numéricas brutas disponíveis, das quais podem ser obtidas características do fenômeno natural em estudo.

Algumas dessas características são denominadas como:

- Localização: Valores da variável regionalizada são dependentes de suas funções espaciais, relativas ao campo geométrico.
- Continuidade: A variação espacial da variável regionalizada, dependendo do fenômeno, podendo ser, grande ou pequena, mas deve existir continuidade ponto a ponto.
- Anisotropia ou zonalidade: Indica se os valores da variável regionalizada podem apresentar anisotropias ao longo de uma direção determinada, sendo graduais numa direção e rápida e irregular em outras.

Pode-se considerar que a variabilidade de características naturais, não possam ser tratadas apenas como fenômenos aleatórios, existe a necessidade de utilizar ferramentas matemáticas que fornecem um entendimento as características essenciais das variáveis regionalizadas, de maneira geral, o aspecto aleatório e aspecto espacial.

O estudo dos aspectos das variáveis regionalizadas permite extrair informações de uma aparente desordem dos dados, principalmente quando se tem uma grande quantidade de informações e se quer obter os melhores resultados, bem como a dependência espacial dos atributos, tendo assim um suporte que permite a interpretação e projeção dos dados com base em sua variabilidade natural.

3.4 – Variograma

Segundo (Huijbregts, 1975), o variograma Figura 2 é considerada uma ferramenta básica que permite uma descrição para avaliar de forma quantitativa a variação no espaço do fenômeno regionalizado.

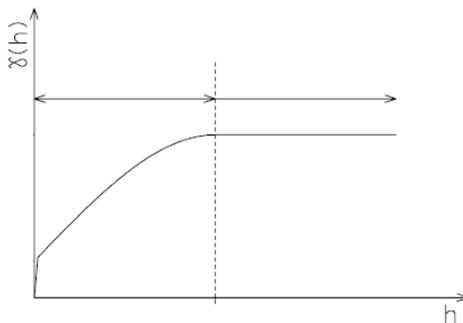


Figura 2 – Função Variograma

Em um conjunto de dados de natureza estrutural é feita uma comparação dos valores tomados de forma simultânea em dois pontos para serem definidos segundo uma determinada direção.

A definição da função variograma $\gamma(h)$ como a esperança matemática do quadrado da diferença entre os valores obtidos de pontos no espaço, separados por uma determinada distância h , assumindo a seguinte expressão (1.0):

$$\gamma(h) = E\{[Z(x+h) - Z(x)]^2\} \quad (1.4)$$

E sua expressão (1.1) em termos computacionais:

$$\gamma(h) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n [Z(x+h) - Z(x)]^2 \quad (1.5)$$

Assim temos: a função variograma $\gamma(h)$; n é o número de pares de pontos separados por uma distância h ; e $Z(x)$ é o valor da variável regionalizada no ponto x ; $Z(x+h)$ é o valor da variável regionalizada do ponto $(x+h)$.

O variograma permite uma interpretação dos parâmetros que descrevem o comportamento espacial das variáveis regionalizadas.

No caso da função aleatória ter a mesma distribuição em todos de uma região, denomina-se que é estacionária. Segundo Armstrong (1998), a variável ou função aleatória é estacionária quando sua distribuição não varia sob translação.

3.5 – Krigagem

Krigagem tem sido em conceitos históricos a fonte para a geoestatística (Krigde, 1951; Matheron, 1970; Journel and Huijbregts, 1978). Esse processo de integração de dados é a maior ferramenta e mais usada pela maioria das estimativas e simulações geoestatísticas. Inicialmente segundo Deutsch & Journel (1998), a krigagem era inicialmente utilizado como estimador de média local para pontos não amostrados.

É um processo de estimação de valores das variáveis regionalizadas, utilizando valores adjacentes enquanto considerados independentes na análise variográfica. O estimador de krigagem faz parte de uma grande coleção de técnicas de regressão linear generalizadas visando minimizar a variância do erro para estimação a partir do modelo de covariância pré-definido (Deutsch & Journel, 1998 apud Felgueiras, 1999). Por meio dessa estimação podemos efetuar algumas inferências obtidas pela krigagem:

- O processo pode fazer uma previsão pontual de uma variável regionalizada em local específico dentro do espaço geométrico, tratando-se de um interpolador exato levando em conto todos os valores observados.
- Pode-se efetuar um cálculo médio da variável regionalizada para um determinado volume maior do que o suporte geométrico.
- Estimativa da tendência principal ou *drift*, similarmente à superfície de tendência.

Uma característica que diferencia a krigagem de outros algoritmos é a disposição que ela fornece. Os valores estimados e o erro associado a isso. O modo como os pesos são atribuídos em distintas amostras são também diferentes. Para o caso de interpolação linear simples, por exemplo, os pesos são iguais a $1/N$, onde N é o número de amostras. Em uma interpolação utilizando o inverso do quadrado da distância, os pesos atribuídos são definidos como o inverso do quadrado da distância que separa o valor interpolado dos valores observados. O processo de krigagem possui um procedimento semelhante ao de interpolação utilizando média ponderada, com exceção dos pesos considerados bons para serem associados às

amostras que irão fornecer estimativas em um ponto, área ou volume, que são determinados a partir de uma análise espacial, baseada no variograma experimental (Armstrong, 1998).

Para estimar os valores médios utilizando as informações de atributos na vizinhança de uma área, considerando a estacionariedade de um campo S a estimativa para valores não amostrados $z(u)$ de $n(u)$ valores da vizinhança $z(u_\alpha)$, $\alpha = 1, \dots, n(u)$. Tendo sua estimativa para Krigagem Simples dada pela fórmula abaixo.

$$z^*_{sk}(u) - m = \gamma(h) =$$

onde λ é o vetor da coluna de $n(u)$ pesos de krigagem λ e D é a o vetor da coluna de $n(u)$ dados residuais $[z(u_\alpha) - m]$ construído da estacionariedade e assumindo um valor médio m .

A krigagem é um método determinístico com solução única, fornecendo a melhor estimativa, no sentido de levar em consideração a localização espacial dos pontos. Contudo, não pode representar a variabilidade do atributo estudado. Por este motivo, utiliza-se a modelagem estocástica para modelar de forma realista a heterogeneidade de um reservatório.

4 – Modelagem Estocástica

Ferramentas estatísticas são usadas para melhorar o entendimento das variabilidades encontradas em diversos campos de estudo. Essas ferramentas podem ser definidas como métodos estatísticos que podem ser estocásticos ou determinísticos, sendo o método estocástico melhor empregado por se tratar de análise baseada em dados que podem obter qualquer valor dentro de um conjunto de dados, diferentemente de um modelo determinístico que possui um valor determinado.

Uma ferramenta para o entendimento da variabilidade espacial e heterogeneidades de um reservatório é a modelagem estocástica. Sendo uma ferramenta importante para uma boa caracterização dessas distribuições espaciais.

Alguns autores propõem a utilização dos métodos estocásticos para entender de melhor sua aplicação, sendo estes baseados em seus trabalhos e teses elaboradas abaixo.

Os métodos estocásticos segundo Luster (1985) podem ser subdivididos no domínio do espaço e no domínio da frequência. Em um primeiro tipo, os métodos ficariam em bandas rotativas, em média móvel e em campos gaussianos, e no segundo estariam em um método espectral.

Drubule (1989) propõe uma subdivisão dos métodos estocásticos, em duas categorias, destacando a metodologia baseada em objetos (booleanos), que geram distribuições de corpos sedimentares. No espaço utilizando as informações estatísticas da forma e dimensão dos corpos em estudo, sendo muito útil nos estágios iniciais de campo em potencial. Tendo como base a sequência dos valores gerados, criando uma malha com as propriedades e utilizando a geostatística nas relações entre esses valores em locações, podendo basear-se nos variogramas criados ou as distribuições de probabilidade condicional, visando quantificar os padrões para as sequência dentro da variação espacial.

O mesmo autor elabora um resumo dos aspectos teóricos que são essenciais, para o potencial de aplicação e os pontos limitantes de quatro métodos: booleanos, simulações geoestatísticas condicionais, modelos fractais e campos aleatórios markovianos. Destacando a similaridade que existe nas simulações geoestatísticas condicionais com os modelos fractais, havendo uma combinação da componente suave – krigagem e média ponderada, respectivamente – com a realização de um desvio aleatório normal, gerando um variograma posterior qualquer ou de potencia com expoente igual a dimensão fractal. O autor antecipa a

potencialidade e vantagens das técnicas Booleanas baseadas em variogramas incorporadas ao potencial das técnicas Markovianas.

A importância dessa ferramenta e sua utilização estão descritas por Haldorsen e Damsleth (1990), que destacam razões para aplicação de simulações com métodos estocásticos para a caracterização de reservatórios.

- Informações incompletas da dimensão, arquitetura interna e variabilidade.
- Complexa disposição espacial das litofácies.
- Difícil entendimento das propriedades das rochas e suas estruturas em função da direção e posição espacial.
- Problema de escala em razão do desconhecimento das relações da propriedade da e o volume de rocha.
- Grande quantidade de dados estáticos, como porosidade e permeabilidade em comparação aos dados dinâmicos do tipo dependentes do tempo, como a saturação e pressão de fluidos em torno de todo o reservatório.
- A velocidade e conveniência na utilização dos dados.

A regularidade estatística apresentada pelas diferentes realizações, complexos eventos envolvidos nos processos sedimentares, inserem os reservatórios certas propriedades físicas que apresentam um comportamento aleatório analisadas num conjunto pequeno de medidas. Mas quando existe uma grande quantidade de medidas, a análise estatística revela uma regularidade no seu comportamento, permitindo modelar a sua distribuição espacial através de análise geoestatística.

Em seu trabalho Damslet et al (1990) faz uma distinção dos métodos estocásticos classificando em duas classes principais: discretos e contínuos.

Para os modelos discretos o desenvolvimento foi feito para descrever as feições geológicas de natureza discreta, tais como a localização e dimensão dos corpos arenosos, em ambientes deposicionais fluviais bem como a distribuição e tipos de folhelhos dispersos nas areias, tendo como parâmetro a distribuição, orientação e comprimentos das fraturas e falhas e modelagem de fácies. Nos casos apresentados, o ponto verificado pertence a apenas um número limitado de classes, tendo o modelo estocástico como controlador dos valores da classe em cada ponto.

Nos modelos contínuos o desenvolvimento descreve fenômenos que variam de forma contínua. As propriedades das rochas como permeabilidade, porosidade, saturação, velocidades de ondas sísmicas e contato óleo/água. No espaço do reservatório cada ponto tem um valor distinto da variável estudada. Os modelos estocásticos descrevem o nível médio ou tendências laterais ou verticais das variáveis, a variabilidade em torno da média, a interferência de pontos vizinhos tendendo para valores similares, a covariação das variáveis em estudo em razão do conhecimento de uma variável para melhorar a predição de outras. Com exceção de uma deriva média, a maioria dos modelos contínuos possui uma estacionaridade dentro do reservatório, que nem sempre é válida.

Em seu trabalho, Santos (1998) utilizou dados reais e desenvolveu um estudo em um campo de petróleo localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como principal objetivo modelar geologicamente, parametrizar, modelar geometricamente e fazer simulação estocástica de objetos de canais. Assim inicialmente o estudo partiu para a caracterização e modelagem do reservatório, sendo feita uma identificação da arquitetura do sistema deposicional turbidítico e foi de importância fundamental para a modelagem estocástica. As simulações finais baseadas nos dados tiveram como objetivo avaliar a utilização da simulação estocástica de objetos na exploração de um campo, obtendo diferentes cenários para orientação da malha de desenvolvimento do campo. Essa análise tornou possível visualizar a geometria dos corpos gerados e mostrou-se compatível com dados geológicos do campo estudado.

A determinação de um modelo estocástico adequado aos objetivos do trabalho será essencial para atingir os objetivos propostos neste trabalho, contudo haverá necessidade de considerar trabalhos que acrescentem parâmetros que melhor caracterizem as propostas feitas para uma conclusão mais aproximada da realidade dentro do reservatório.

5 - Perfilagem de Poços

O desenvolvimento de campo acontece com a perfuração do poço e a perfilagem de poços faz parte de uma etapa posterior, em uma determinada área a ser explorada, e constitui uma forma de avaliar o potencial do campo exploratório, utilizando amostras, testemunhos ou ferramentas geofísicas, que fornecem informações para estudo e avaliação do campo.

Com o objetivo de determinar o potencial do campo a perfilagem constitui uma etapa para classificar também as propriedades das rochas. Amostras de calha fornecem fragmentos de rochas visando a classificação mineralógica, litológica, paleontológica e construção de perfis granulométricos. O testemunho fornece uma amostra real das camadas de rocha em subsuperfície, com pequenas alterações devido à deformação pela diferença de pressão.

O avanço das ferramentas geofísicas tornou possível inserir no poço ferramentas para medir as características físicas das rochas. Essas medições são feitas principalmente nas formações onde possa haver acúmulos significativos de hidrocarbonetos ou água, e visam fornecer informações importantes para avaliar o potencial do campo, bem como caracterizar as formações geológicas em profundidade e estimar volumes. Sendo possível assim avaliar o potencial econômico de um campo para exploração.

Assim os perfis tem o objetivo de fazer uma análise detalhada e com um certo grau de precisão principalmente com relação a composição dos fluidos nas rochas em subsolo. Esses métodos são:

- **Raios Gama (GR)** – Utilizado para efetuar a distinção de folhelhos aos demais tipos litológicos nos perfis, através da detecção dos minerais com isótopos radioativos de Urânio, Tório e Potássio-40. Usado também como um indicador de argilosidade nas rochas.
- **Neutrônico (NPHI)** – Fornece uma estimativa direta da porosidade das rochas devido à presença de hidrocarbonetos leves ou gás por sua expansividade diminuindo a presença de hidrogênio nas camadas. Devido à proximidade de índices de hidrogênio óleo e água são difíceis de diferenciar nesse perfil.
- **Indução (ILD)** - Fornece leitura aproximada da resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos, através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas;

- **Sônico (DT)** – Esse perfil é baseado na medição dos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. O tempo de trânsito corresponde à velocidade da onda em um meio, onde a formação irá interferir de acordo com suas características como grau de compactação ou a porosidade. Sendo eficiente também para construção de sismogramas sintéticos e apoio à sísmica.
- **Densidade (RHOB)** - Além da densidade das camadas, permitindo o cálculo da porosidade, que se baseia na detecção de raios gama emitido e a identificação das zonas de gás.
- **Caliper** - Fornece o diâmetro do poço. É aplicado no cálculo do volume de cimento para tampões ou cimentação do revestimento, apoio a operações de teste de formação, controle de qualidade de perfis e indicações das condições do poço em um determinado intervalo.
- **Potencial Espontâneo (SP)** – potencial elétrico que é natural das camadas é devido a diferença de salinidade existente nos fluidos de perfuração e a água de formação, o registro da diferença de potencial entre um eletrodo móvel descido dentro do poço e outro fixo na superfície. Este perfil permite determinar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas, determinar a resistividade da água da formação e auxiliar na correlação de informações com poços vizinhos.

6 – Área de Estudo

6.1 – Geologia Regional

A Bacia de Campos (Figura 3) é uma área bem estudada, conhecida como a principal bacia sedimentar brasileira atualmente produtora de hidrocarbonetos, situada na região norte do estado do Rio de Janeiro e estendendo-se a uma pequena parte do estado do Espírito Santo (Guardado *et al*, 2000). A bacia ocupa uma área total de 100.000 km², estendendo-se em direção ao mar até uma cota batimétrica de 3500m de profundidade, dos quais 500 km² deste total estão localizados na porção terrestre (Rangel & Martins. 1994).

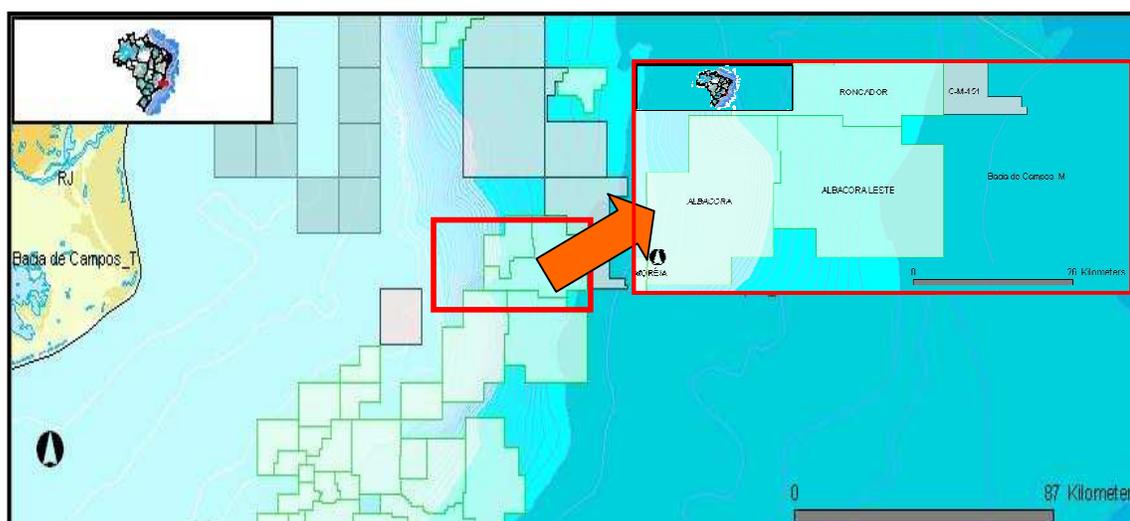


Figura 3 – Mapa da Bacia de Campos – modificado de BDEP Web Maps

Esta bacia está isolada da Bacia do Espírito Santo ao norte pelo Alto de Vitória. No sul ela está limitada pelo Arco de Cabo Frio, região que se comportou como importante foco de magmatismo durante o histórico evolutivo da bacia (Mohriak et al. 1995) e a oeste segundo (Schaller, 1973) a Serra do Mar limita a bacia por um sistema de falhas de direção SW-NE, inserindo as rochas sedimentares em contato com embasamento da bacia.

A geologia regional da bacia sedimentar de Campos é descrita através de inúmeros trabalhos anteriores (Figueiredo & Mohriak, 1984; Asmus, 1984; Guardado, 1989; Dias et al, 1990; Souza Cruz, 1995); e outros, baseados em dados adquiridos no decorrer de cada estudo, elaborou modelos estratigráficos e sedimentológicos Figura 4 a partir destes dados.

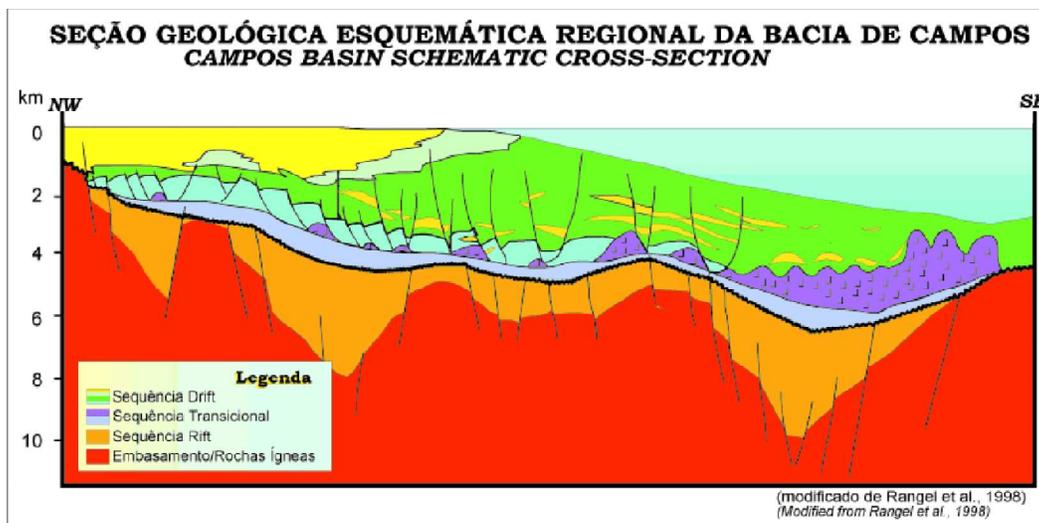


Figura 4 – Seção Geológica da Bacia de Campos - Fonte: <http://www.anp.gov.br>

A evolução geológica da bacia de campos conforme definido por (Silva, 1992), faz parte de um complexo contexto geológico, separado em diferentes estágios, desde o rifteamento do supercontinente, seguindo a formação da crosta oceânica, abertura e desenvolvimento o Oceano Atlântico.

O trabalho feito por Ponte et al. (1971), descreve evidencias das primeiras deformações do super continente Gondwana, esta deformação inicial induz o surgimento da fase rift causado pela distensão continental da listosfera e o deslocamento divergente das placas tectônicas da América do Sul e Africana.

Trabalhos posteriores foram feitos por Figueiredo & Mohriak (1984); Dias et al. (1987) e outros que identificaram dentro do contexto divergente dessa bacia a evolução tectono sedimentar da Bacia de Campos e definindo a estratigrafia da bacia com a descrição da movimentação causada pelo sal (halocinese) no Cretáceo.

A Bacia de Campo e representada por (Chang et al., 1988) como uma Megassequência Continental do Cretáceo Inferior que está inserida numa unidade mais antiga, com rochas sedimentares de idade Aratú a Jiquiá, depositadas sobre basaltos sub-alcálinos segundo (Mizusaki et al., 1988).

Durante as primeiras fases do rifteamento Mesozóico houve a ocorrência dos basaltos com a quebra do Supercontinente Gondwana entre o Jurássico Superior e Neocomiano, após o início da separação das placas Sulamericana e Africana, implantando um Proto Ocenao Atlântico (Souza Cruz, 1995).

Foram estabelecidas dentro da Bacia de Campos segundo Dias et al. (1988) e Guardado et al. (1989) as seguintes fácies da Megassequência Continental estabelecendo as sequências assim descritas como: (I) leques aluviais e deltaicos; (II) margas e folhelhos lacustres; e (III) calcarenitos do tipo coquinas.

Por ter sido um ambiente extremamente anóxico inserido no fundo de um lago com águas variando de salinas a hipersalinas com afinidade alcalina, permitindo o depósito de folhelhos de cor negra ricos em matéria orgânica, sendo a principal fonte de hidrocarbonetos da Bacia de Campos (Cainelli & Mohriak, 1998).

No ano de 1979, os turbiditos do Cretáceo e do Eoceno foram os alvos de maior importância para a exploração e até 1984 os turbiditos do Eoceno e Oligoceno representavam cerca de 50% dos alvos exploratórios (Mohriak et al., 1990). As atividades exploratórias a partir de 1984 foram dirigidas para províncias localizadas em lâminas d'água mais profundas, e nos anos de 1990 os turbiditos do Eoceno, Oligoceno e Mioceno foram os representantes de 90% dos alvos exploratórios, tendo um índice de sucesso próximo a 50%. No ano de 1996, os turbiditos do Terciário eram correspondentes a 60% dos alvos e os turbiditos do final do Cretáceo por aproximadamente 35% e os carbonatos do Albiando por 5%, com um índice de sucesso em cerca de 60%.

A grande quantidade de petróleo descoberto na Bacia de Campos tem relação direta com o grande potencial de geração de hidrocarbonetos das rochas geradoras. Os folhelhos que foram depositados durante a fase rift e os folhelhos que apresentam grandes teores de carbono orgânico são os responsáveis por este grande volume até então descoberto na Bacia de Campos. As grandes acumulações distribuídas em reservatórios de diversas idades, que incluem os arenitos lacustres da Megassequência Continental definida por (Chang et al., 1988) e arenitos marinhos da Supersequência Albiana Marinha Restrita e arenitos turbidíticos da chamada Supersequência Marinha Aberta do Terciário.

6.2 Depósitos Turbidíticos

Um dos principais responsáveis pelo transporte e deposição de sedimentos em ambiente marinho profundo são os Fluxos de Detritos e as Correntes de Turbidez. Em seu Trabalho Kuenen & Migliorini (1950) consideram as correntes de turbidez o principal e mais provável agente para a construção e formação de cânions submarinos e transporte dos grandes

sedimentos para os ambientes marinhos profundos. Depósitos formados por correntes de turbidez são denominados turbiditos.

Os depósitos de turbiditos são o resultado de correntes de turbidez segundo Walker (1986). Esses depósitos são gerados por diferença de densidade dos materiais, tendo sua ocorrência principal pela presença de sedimentos clásticos de granulometria variada, sob a ação da gravidade no meio aquoso ou subaérea tendo em vista fatores que podem influenciar o fluxo turbulento envolvido no transporte dos sedimentos como a diferença de salinidade e temperatura da água.

As correntes de turbidez podem ser iniciadas também por outros meios que geram uma perturbação nesses sedimentos, agindo como um fator para o início das correntes de turbidez, fatores tais como terremotos, grandes descargas de sedimentos fluviais, tempestades e correntes de fundo (Clark & Pickering, 1996).

Os depósitos turbidíticos Figura 5 são encontrados na sua maioria em leques complexos de talude (Slope-Fan-Basin), turbiditos do tipo II. Com a erosão do talude são formados canyons no próprio talude, esses depósitos formados são complexos canais e lobos. Existem outros tipos de complexos depósitos que são leques de fundo de talude (Basin Floor Fan), onde os turbiditos do tipo são depositados e canal overbank (Channel Levee) ou turbidito do tipo III (Arienti, 2000).

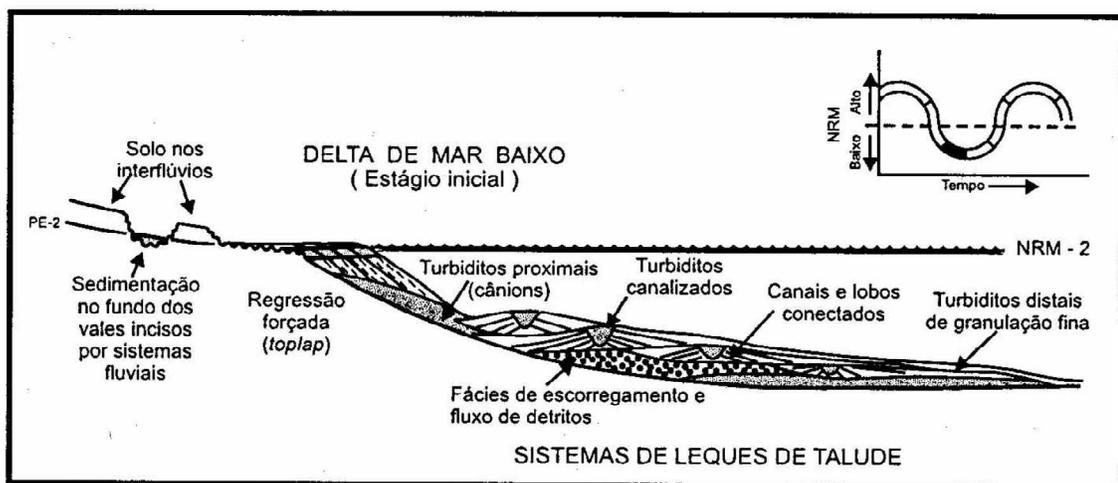
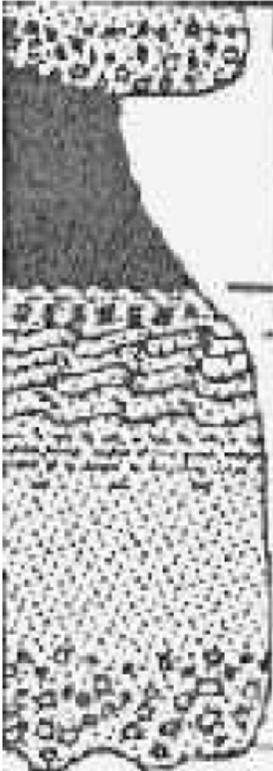


Figura 5 - Seção dos sistemas costeiros de deposição juntamente com depósitos de leques de taludes (turbiditos).

Fonte: ASSINE, M. L. & PERINOTTO, J. A. J. 2001.

O modelo proposto por Bouma (1962) para depósitos turbiditos foi formulado a partir de Arenitos Annot, encontrados no sudeste da França. Esse modelo vertical de fácies nesse ambiente ficou conhecido como Sequência de Bouma (Figura 6).



Tam. Grão		Bouma (1962) Divisões
Lama	Te	Laminada e homogênea
	Td	Laminação paralela
Areia fina	Tc	Ondulações cavalgantes, marcas de onda e laminações convolutas
	Tb	Laminação planoparalela
Areia (com grânulos na base)	Ta	Maciço, gradação normal

Figura 6 - Modelo vertical de fácies ou Sequência de Bouma.

Nesse modelo os depósitos turbidíticos foram divididos em intervalos para relacionar suas estruturas sedimentares geradas com a variação granulométrica deste tipo de depósito, as seqüências são divididas em 5 intervalos (**Ta, Tb, Tc, Td, e Te**)

Cada intervalo possuindo sua classificação da base para o topo em **Ta** arenitos maciços ou com gradação normal, **Tb** arenitos de laminação plano paralela, **Tc** arenitos com ripples e laminação ondulada, **Td** silte, argilas com laminação paralela e **Te** onde é verificada a presença de lamelas correspondendo a sedimentação pelágica após o fluxo cessar.

Esse trabalho no meio acadêmico abriu margem para outros autores tentarem explicar os mecanismos geradores e formadores desses depósitos, associados a esse modelo proposto, o que beneficiou o estudo e caracterização desse tipo de depósito com a criação de modelos de laboratório tentando explicar esse tipo de fluxo.

O estudo dos principais depósitos das bacias marginais brasileiras feita por Bruhn (1998) revela a existência de tipos diferentes desse depósito e sua classificação a partir da granulometria, razão areia-folhelho, geometria e processo deposicional. Esta classificação pode ser vista através da Tabela 1.

TIPOS DE DEPÓSITOS:	GEOMETRIA DO RESERVATÓRIO:	QUALIDADE DO RESERVATÓRIO:
Complexos de Canais turbidíticos ricos em cascalhos e areias: camadas de conglomerados variando até arenitos de grãos finos.	Canais: 10-50m de espessura, 200-2000m de largura e 90% são < 2 km-comprimento. A geometria é resultante da amalgamação de muitos canais e preservação de feições de extravasamento.	Grande variação na porosidade média e permeabilidade devido a contraste de fácies e diagênese ($\phi=10-20\%$, $k=2-1060mD$).
Lobos turbidíticos ricos em areia e conglomerados confinados: conglomerados até arenitos de grãos médios.	Lobos e arenitos de corpos tabulares: 10-140m de espessura, 1-12km de largura e 3-20 km de comprimento. Razão arenito/folhelho > 10:1. Os complexos de Lobos são acima de 300m de espessura.	Porosidade média e permeabilidade muito controlada pelo tamanho do grão e selecionamento ($\phi=18-25\%$, $k=100-1000mD$).
Lobos turbidíticos ricos em areia não confinados: arenitos de granulometria grossa a muito fina.	Lobos: 5-60m de espessura, 1-8km de largura e 2-12 km de comprimento. Razão arenito/folhelho > 10:1. Os complexos de Lobos são acima de 150m de espessura.	Porosidade média e permeabilidade relativamente homogênea ($\phi=27-30\%$, $k=1000-2000mD$).
Lobos turbidíticos ricos em areia e lama: arenitos finos a muito finos.	Lobos: 2-20m de espessura, 1-20km de largura e 2->20 km de comprimento. Razão arenito/folhelho <10:1 (maioria <5:1). Os complexos de Lobos acima de 450m de espessura.	Grande variação de porosidade e permeabilidade ($\phi=2-32\%$, $k=0.1-1600mD$).

Tabela 1 – Classificação dos depósitos turbidíticos a partir de suas características (modificado de Bruhn 1998).

O estudo dos principais depósitos das bacias marginais brasileiras feita por Bruhn (1998) revela a existência de tipos diferentes desse depósito e sua classificação a partir da granulometria, razão areia.

Um reservatório ocupa um espaço físico em profundidade que é revelado pela utilização da sísmica e correlação de poços integrando suas feições regionais. As unidades são reconhecidas e classificadas em relação às fácies genéticas e identificação de folhelhos contínuos. Baseando nos recentes estudos de Moraes et al (2000), pode-se reconhecer e distinguir três tipos fisiográficos básicos de sistemas de águas profundas associando assim três tipos comuns dos arranjos estruturais Figura 7.

- 1 – Sistema de leves e canais discretos (complexo de canais discretos),
- 2 – Planícies de canais entrelaçados (complexo de canais amalgamados),
- 3 – Lobos deposicionais (complexos de canais distributários e lobos).

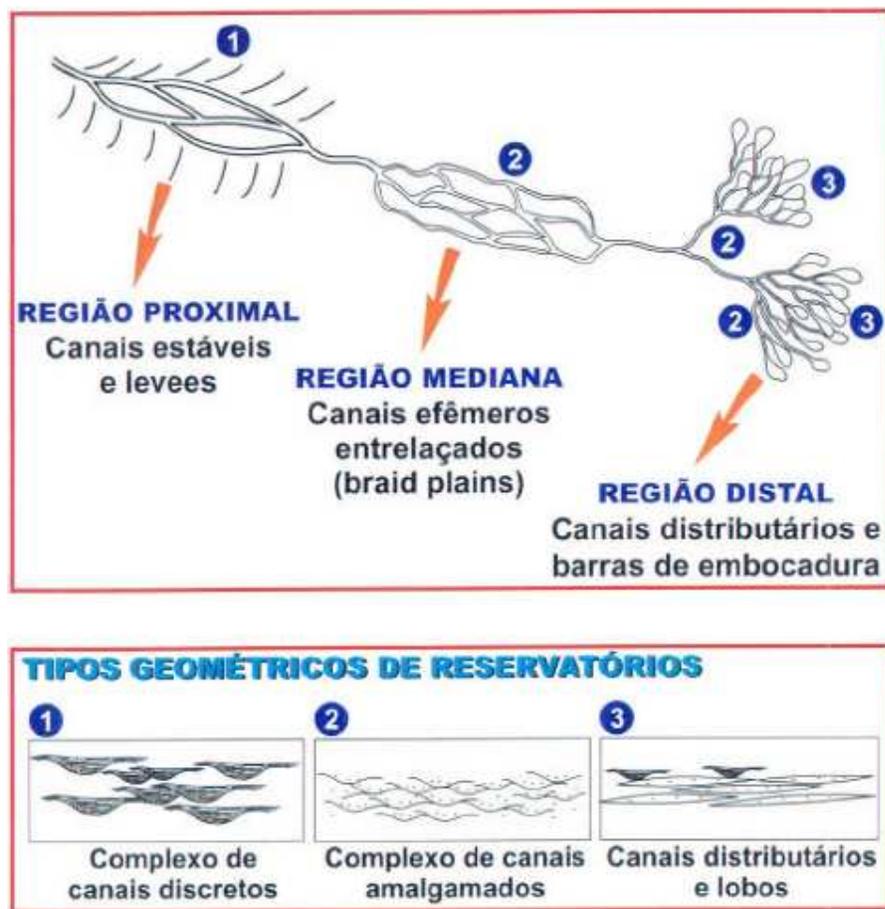


Figura 7 – Padrões observados e diferentes tipos de geometria de reservatórios (modificado de Moraes et al. 2000)

A descrição dos autores para a classificação é tida como puramente descritiva e visa salientar os contrastes básicos encontrados para esses tipos de depósitos em águas profundas.

Essas características podem ser utilizadas para a modelagem e também o gerenciamento de reservatórios.

A representação dos complexos de canais discretos representam corpos complexos espacialmente segregados. Esses parâmetros de extensão e dimensão bem como a sinusidade e empilhamento dos canais são a parte mais crítica para o controle das heterogeneidades encontradas que influenciam também o escoamento dos fluidos encontrados no seu interior. Os corpos apresentam boa conectividade no espaço disposto em profundidade tendo conectividade dependente da proporção arenito/folhelho. Essa boa conectividade depende da alta proporção de arenitos em relação a folhelhos no reservatório. A movimentação dos fluidos no interior das camadas e corpos rochosos é controlada também pela posição e orientação dos eixos de canais.

Os complexos de canais amalgamados descrevem a representação dos corpos em um sistema deposicional dominado por canais relativamente rasos, com a característica de possuir uma frequente migração lateral. Os corpos extensos de arenitos representam uma forma geométrica extensa, caracterizado por corpos tabulares ou lobados, encontrados internamente canalizados. No reservatório o parâmetro mais crítico é a extensão das barreiras de permeabilidade que controlam principalmente a conectividade vertical (Moraes et al., 2004) que de maneira geral se forem frequentes e apresentarem certa continuidade podem causar importante redução na permeabilidade vertical do reservatório.

Nos complexos de canais distributários e lobos, tem como representação a transição canal-lobo, e são corpos geometricamente tabulares com baixa relação entre a espessura e largura dos lobos. Esses corpos possuem poucas canalizações e formam lentes muito extensas. A conectividade está ligada as barreiras de permeabilidade, que também representam as principais heterogeneidades que controlam o fluxo no reservatório. A conectividade lateral tende a ser mais elevada nos complexos de lobos, tendo menor anisotropia horizontal. O sentido próximo-distal possui maior continuidade nas barreiras de permeabilidade. Onde existe a predominância de canais, as barreiras aparecem ainda de forma descontínua, enquanto que onde há predominância de lobos, a tendência é ocorrer uma elevada redução na permeabilidade vertical.

7 – Metodologia e Material Utilizado

Foram utilizados dados de 8 poços verticais Tabela1 da Bacia de Campos no campo de Albacora e Albacora leste. Os poços possuem uma variação de 1900 a 3600 metros pela propriedade medida de RHOB ou densidade, visando à visualização da característica de porosidade da densidade do reservatório.

Os passos seguintes foram estipulados visando um melhor entendimento dos dados, retirando dados que não seriam utilizados e formatando um arquivo único, para o formato do programa utilizado para a modelagem: (1) analisar os poços com relação as suas referências geográficas, (2) realizar a retirada de valores nulos, (3) construir um arquivo único com todos os poços com os cálculos efetuados para inserir no programa. Esses passos foram fundamentais para utilização dos dados de forma dinâmica.

1	3AB0001A
2	1RJS0368
3	3RJS0316
4	3RJS0355
5	3RJS0333A
6	1RJS0342
7	9AB65RJS
8	4RJS0477A

Tabela 1 – Tabela com os poços do Campo de Albacora.

No programa para a modelagem do campo, foi criado um grid para o trabalho baseado nos poços, adaptando os valores para criar a dimensões visando aproximar as referências que constituem os dados, tais como coordenadas geográficas e profundidade.

No grid foi feita a inserção dos poços Figura 8 para efetuar os cálculos estatísticos e gerar os modelos estocásticos, os poços foram convertidos para adequarem as características do grid, porém os valores de densidade forma mantidos na sua forma original para assim manter a propriedade a ser medida bem caracterizada e calculada. Um dos problemas encontrados para a disposição do grid foi a ausência de um meio para inserir uma escala correspondente a valores de profundidade de poços bem como estabelecer a distância dos poços no próprio programa. Este foi um dos argumentos solicitados para o detentores do programa, para se criar um meio de se poder estabelecer de forma simples e direta essas

dimensões de forma clara através da inserção de um escala vertical e horizontal, sendo isto bastante útil, em uma posterior apresentação dos resultados obtidos com o programa.

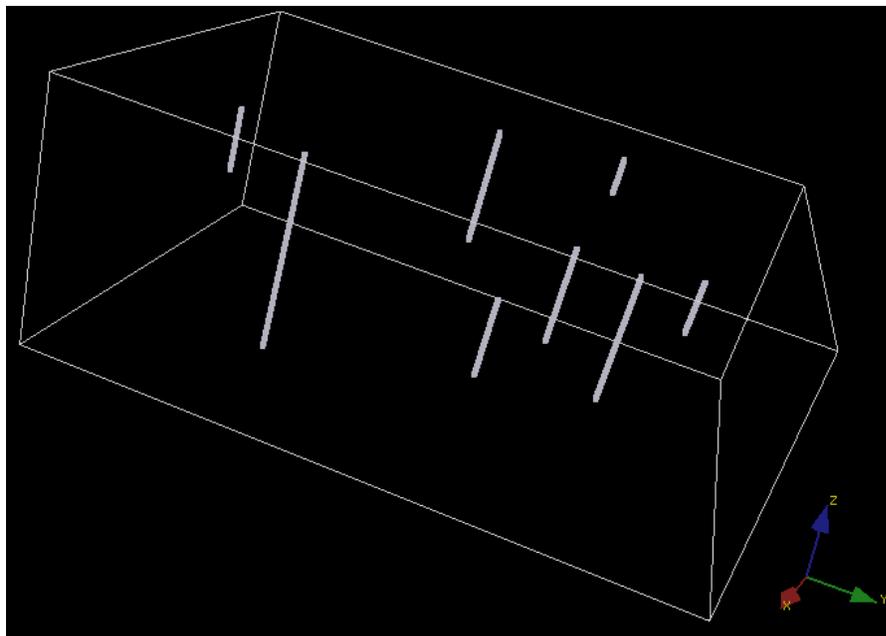


Figura 8 – Grid com os poços do Campo de Albacora.

8 – Tratamento dos dados e Resultados

As informações de densidade foram agrupadas em uma coluna única para efetuar os cálculos para os valores de porosidade calculada pela densidade, após feitos esses cálculos os dados foram transformados em um arquivo do tipo texto para serem inseridos no programa e efetuar a krigagem e a modelagem estocástica.

Com os dados inseridos no programa foram feitos os cálculos para histograma, e variograma utilizando principalmente os parâmetros do variograma para efetuar a krigagem dos dados através do variograma experimental para então iniciar a interpolação e após a krigagem.

Foi feita uma estimativa do campo utilizando a krigagem como interpolador para a densidade, sendo aplicado o variograma experimental para uma melhor visualização do resultado. Em seguida foi utilizado a simulação estocástica para as estimativas do Campo com relação a porosidade da densidade calculada utilizando a equação (1.2).

$$\phi D = \frac{\rho m - \rho B}{\rho m - \rho f} \quad (1.2)$$

Assim pode ser feito o cálculo da porosidade da densidade onde ρm é o valor da densidade da formação não porosa e ρf o valor da densidade do fluido que são obtidos por meio de valores tabelados, e o valor ρB observado no perfil. Embora não possa ser utilizado como os valores de densidade ele tem uma margem bastante razoável levando em consideração a grande quantidade de minerais que interferem no resultado para a densidade da rocha.

Em uma descrição preliminar os dados foram inseridos no programa dentro de um grid de dimensões 70x100x20 respectivamente em nos eixo x, y e z, tendo uma aproximação das distâncias entre os poços bem como suas coordenadas geográficas.

Os poços foram inseridos um a um no grid o que se mostrou pouco efetivo, pois não era possível efetuar a krigagem entre eles necessitando de um arquivo único para todos os poços e suas coordenadas. Após a construção do arquivo contendo todos os poços e suas informações de coordenadas, profundidade, densidade e o cálculo de porosidade da densidade, foram feitos o histograma de densidade (Figura 9) e porosidade da densidade (Figura 10).

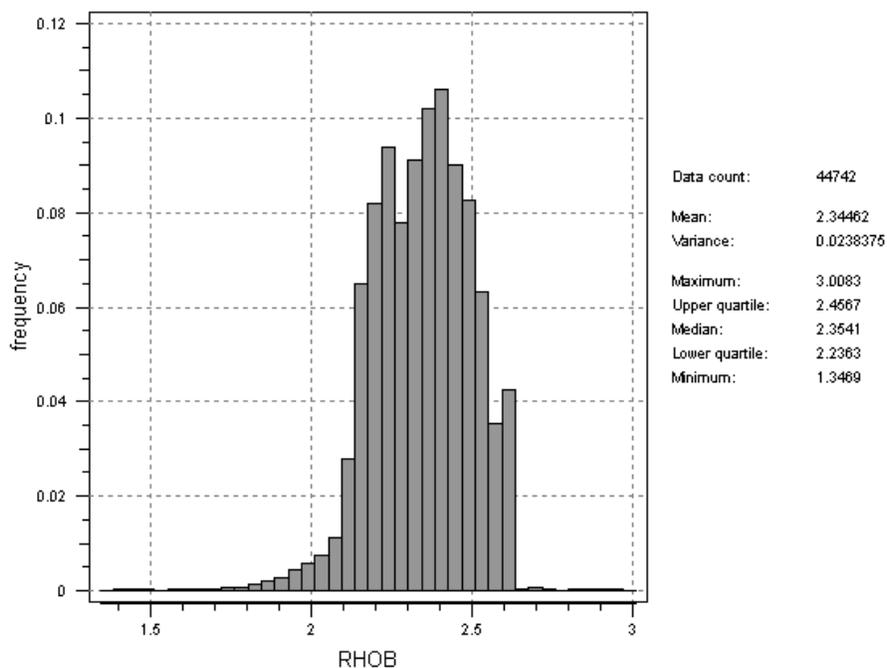


Figura 9 - Histograma de densidade.

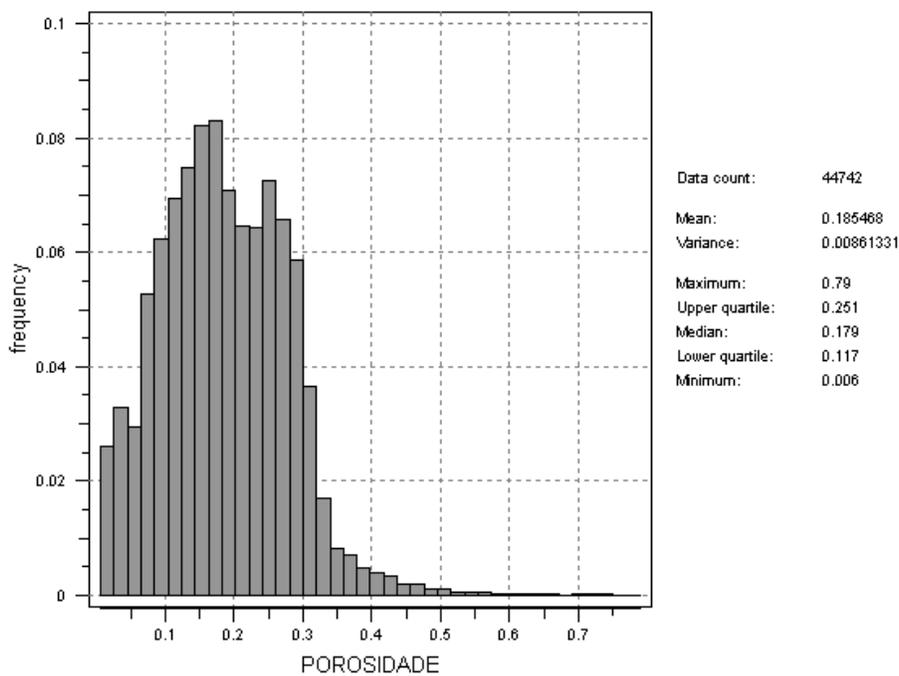


Figura 10 – Histograma de porosidade de densidade.

Com o grid montado, foi feito as distribuições das porosidades dos poços sem fazer a discriminação das fácies, evitando a introdução de componentes que pudessem introduzir

algum tipo de ruído no cálculo do variograma ou contribuído para algum tipo de tendência. Após feitos os cálculos e geração do histograma o foram computados o variograma da densidade (Figura 11), variograma para o modelo estocástico da porosidade (Figura 12), variograma da modelagem estocástica de porosidade (Figura 13), krigagem e a modelagem estocástica.

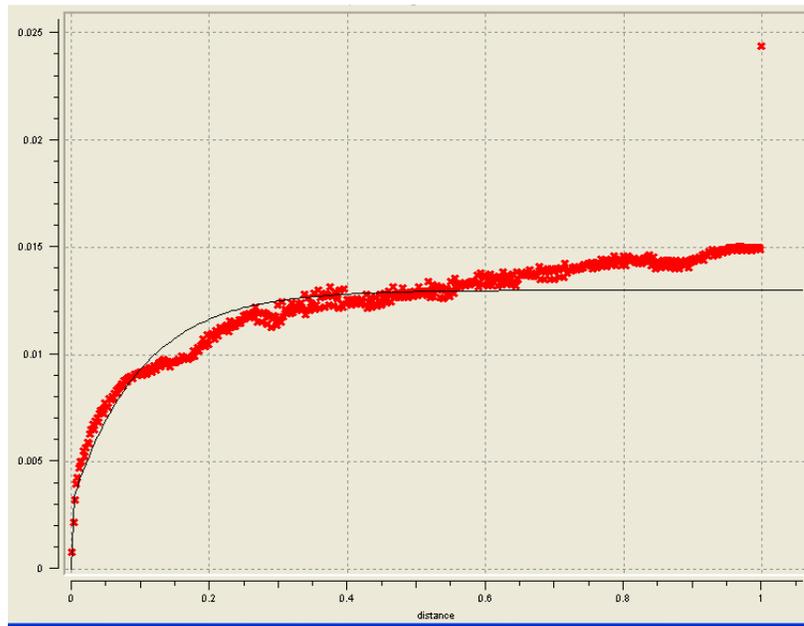


Figura 11 – Variograma experimental a partir dos dados e utilizado na krigagem e modelagem estocástica.

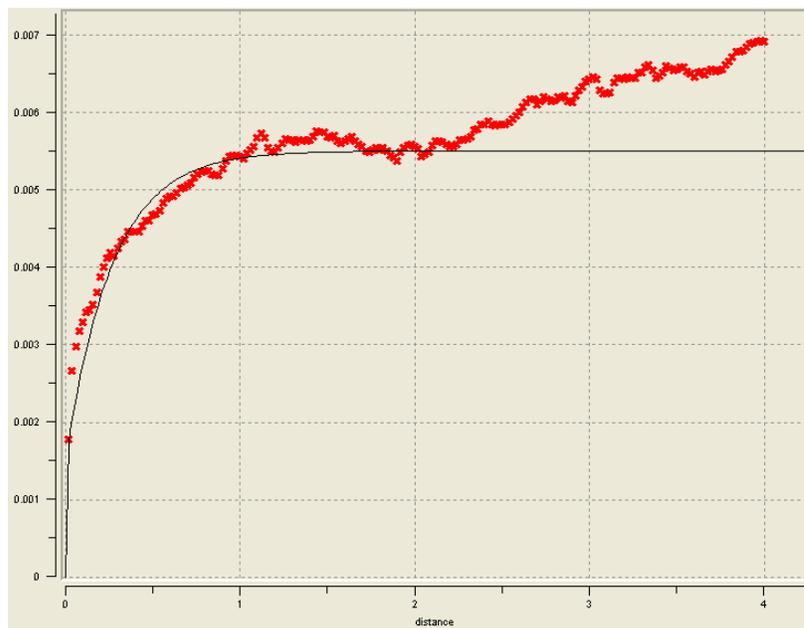


Figura 12 – Variograma da porosidade da densidade inserido no modelo estocástico.

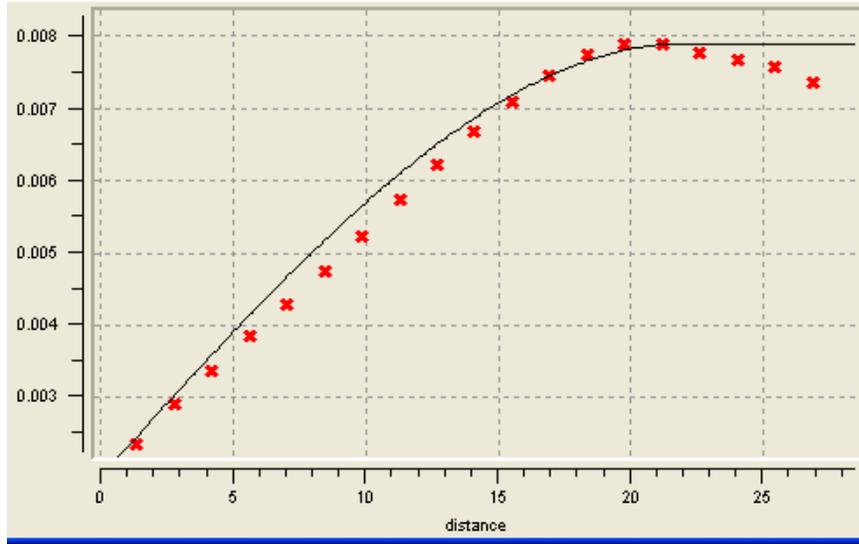


Figura 13- Variograma do modelo estocástico para a porosidade.

Em uma análise feita por meio dos variogramas para verificação das variáveis após a simulação podemos considerar que eles não se distanciam muito quanto a representatividade, sendo confiável a utilização dos parâmetros escolhidos para as simulações, tanto para uso na krigagem quanto no uso da simulação estocástica.

O resultado gerado pela simulação Sequencial Gaussiana teve um conjunto de várias imagens para se obter uma boa estimativa para o modelo do reservatório onde os dados de porosidade podem ser observados ao longo do modelo com destaque para uma direção preferencial, porém o programa não permite inserir uma direção norte cabendo a interpretação de uma direção preferencial onde esta porosidade está localizada através de eixos onde o eixo x refere-se a coordenada UTMX, y UTMY e z para a PROFUNDIDADE.

Na figura 14 e 15 é possível observar a krigagem e o modelo estocástico, que revela uma característica interessante dos métodos, enquanto a krigagem apesar do alto custo computacional para realizar a interpolação de dados não amostrados e sua dificuldade em resolver essas áreas devido à falta de informação para suavizar ou criar uma estimativa adequada a esses pontos, assim quando consideramos a agilidade para efetuar tais simulações a modelagem estocástica apesar de gerar uma grande quantidade de cenários equiprováveis funciona com menor dificuldade e com um custo computacional menos alto estimar as áreas não amostradas, o método estocástico consegue resolver e suavizar dando uma ideia geral de como está distribuída a característica de estudo ao longo do reservatório.

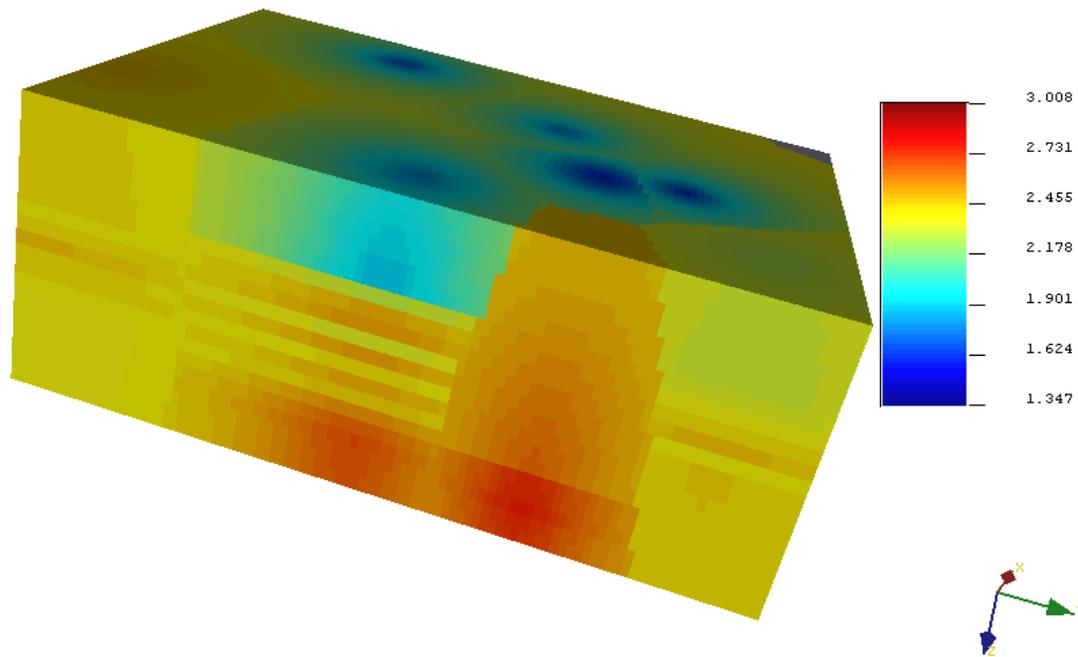


Figura 14 – Krigagem dos poços em RHOB

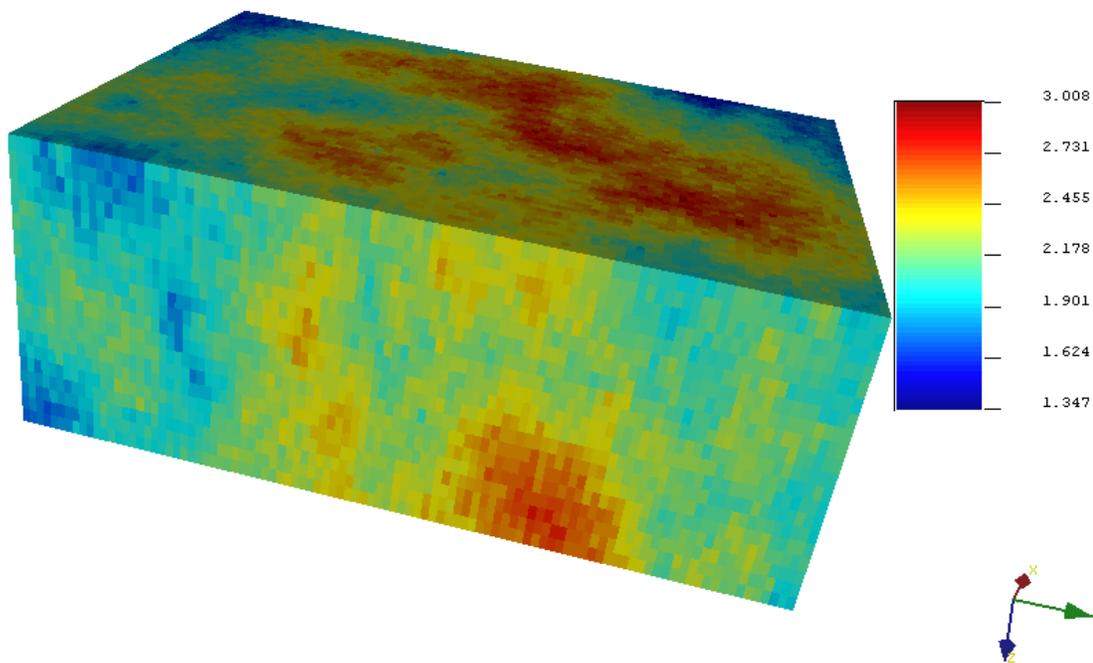


Figura 15 – Modelagem estocástica de RHOB.

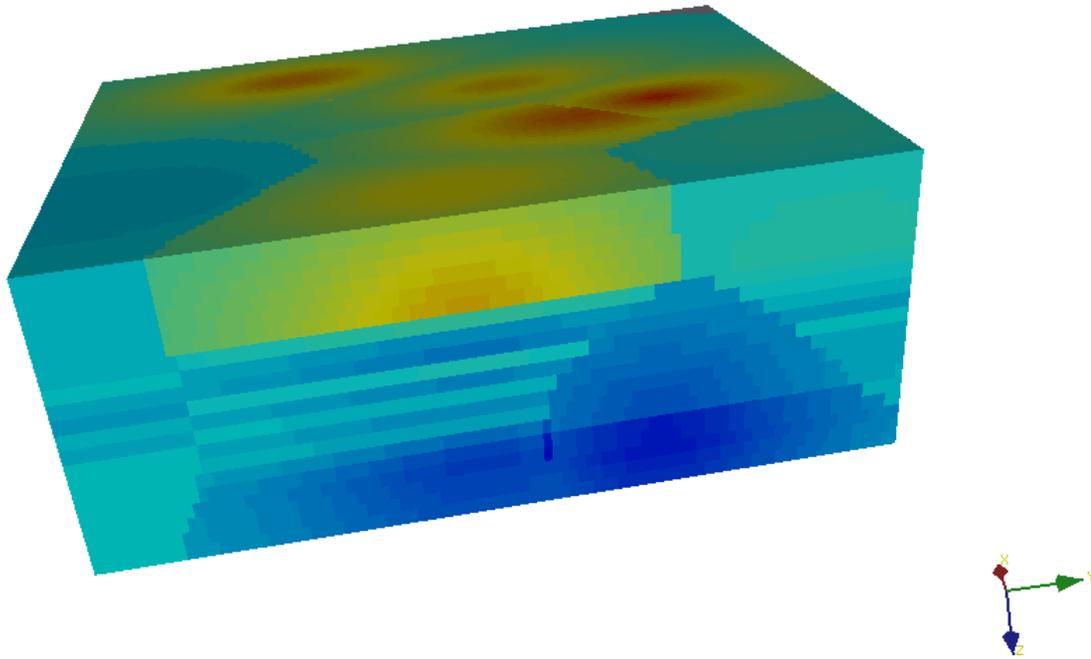


Figura 16 – Krigagem sobre o cálculo de porosidade.

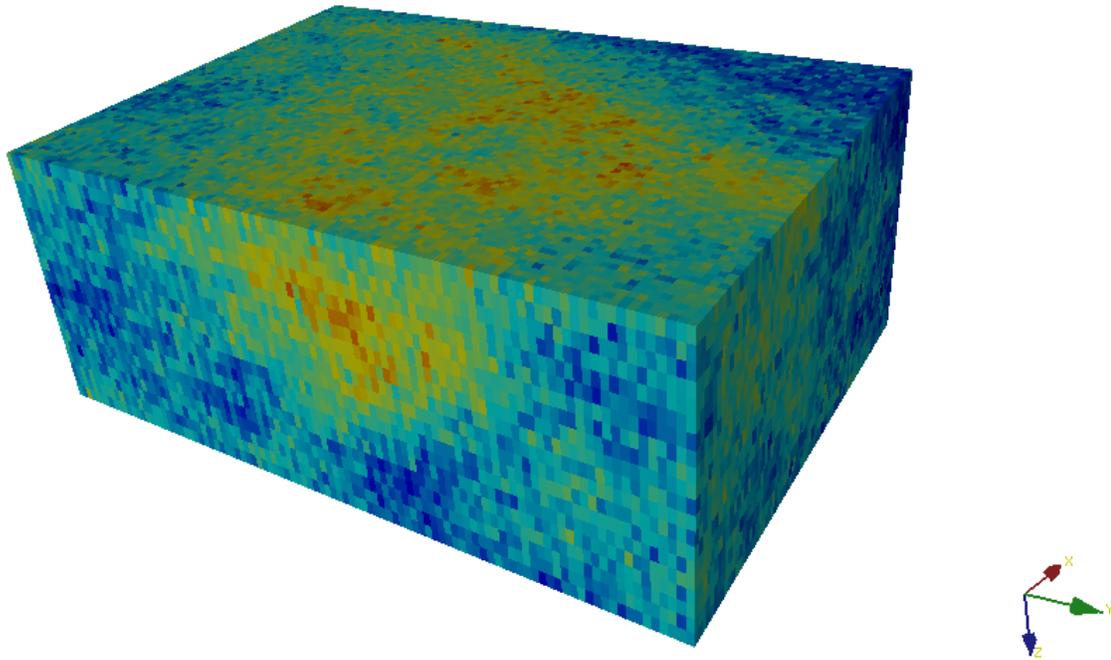


Figura 17 – Modelo estocástico da porosidade.

Os resultados finais gerados pela caracterização do modelo podem ser vistos pela Figura 16 e 17 referente ao histograma, variograma e o grid contendo todos os poços, onde foram feitas as simulações baseada no cálculo anterior da porosidade gerando grande conjunto

de imagens para modelo estocástico da porosidade, que permite observar onde estão concentradas as maiores porosidades do reservatório, podendo ser visto que os valores com menor valor de porosidade estão nas bordas onde não existe um conjunto de dados que possa melhorar a modelagem. Podemos observar a grande concentração nas áreas em vermelho onde estão concentradas as maiores porosidades do reservatório que estão próximos de 30%.

As imagens geradas e apresentadas no resultado estimativo para um modelo de reservatório, onde a característica foi calculada, apesar da falta de mais parâmetros para definir um modelo mais próximo da realidade. O modelo visto contempla os poços e faz uma estimativa global para as áreas que não possuem informações, isto pode ser observado para o modelo de porosidade regiões com menor valor na escala, contudo é necessária uma melhor caracterização utilizando informações para a validação do modelo.

Podemos observar Figura 18 o modelo estocástico do reservatório em torno da característica medida de porosidade e ampliar a visão em torno da conectividade dos poços amostrados para podermos observar que existe uma boa conexão entre os poços mais próximos e também que mesmo o poço amostrado mais distante possui uma pequena conectividade com a maior parte do reservatório devendo avaliar se existe alguma conexão que seja mais bem representada pela inclusão de dados de sísmica através de alguma canal possa fazer alguma conexão lateral do reservatório, uma vez que o poço mais distal possui uma pequena quantidade de resultados obtidos através da perfilagem.

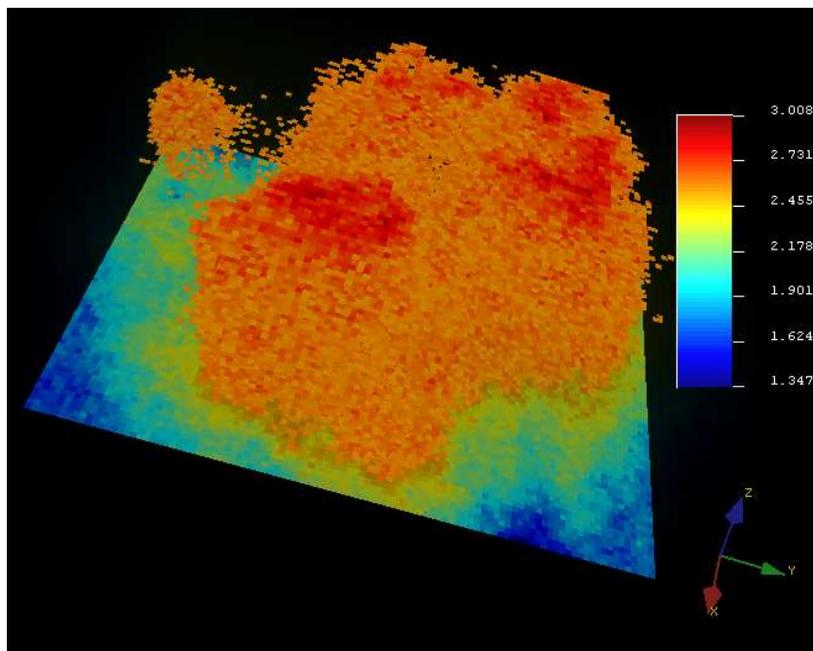


Figura 18 – Modelo estocástico do reservatório com a característica de porosidade.

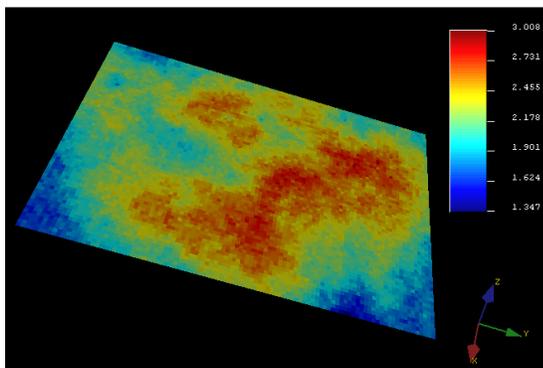


Figura 19 – Base do reservatório baseado nos últimos dados da perfilagem geofísica.

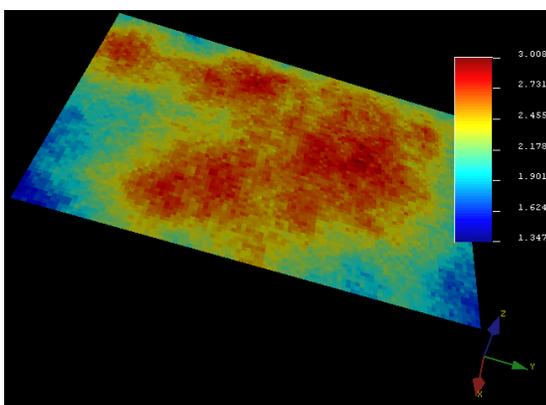


Figura 20 – Centro do reservatório baseado nos dados centrais da perfilagem geofísica.

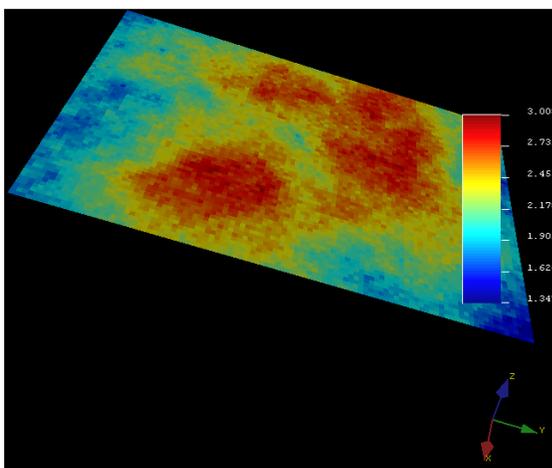


Figura 21 – Topo do reservatório baseado nos dados centrais da perfilagem geofísica.

Nas Figuras 19, 20 e 21 observamos como os poços e a medida de porosidade envolvida na criação do modelo, se comportam dentro da história geológica do reservatório. Podemos observar a conectividade entre os poços em torno da porosidade, ressaltando sua

maior concentração e conexão na área mais central onde temos uma elevada quantidade de dados e como ponto chave a concentração de ponto de interesse ou alvo para fins exploratórios. Não cabendo a somente essa ferramenta definir a melhor estratégia, mais sim colaborar para que possam ser tomadas as melhores decisões juntamente com as outras ferramentas de interpretação geofísica obter uma boa caracterização e decisão para a área de interesse.

9 – Conclusão

A modelagem estocástica tanto para a densidade quanto para a porosidade mostrou-se bastante eficiente, em se ter uma ideia da distribuição dessas características baseada no cálculo do perfil de densidade para uma estimativa de interesse e caracterização prévia de um campo bastante conhecido e explorado, podendo ser refinado para ter um dimensionamento mais adequado, como nos intervalos de maior interesse, utilizando a impedância acústica, por exemplo, para determinar superfícies ou camadas para a visualização de canais.

A eficiência do método e sua rapidez são interessantes principalmente quando se quer resultados com maior agilidade, à medida que novos resultados como também novas a inserção de novas informações a modelagem pode ser refinada agregando assim maior complexidade, porém caracterizando melhor quando utilizadas para o apoio da sísmica.

Devido a pouca quantidade de dados o método de krigagem teve uma tendência de suavização dos resultados obtidos por esta interpolação geoestatística, porém a modelagem estocástica realizada obteve uma melhor representatividade ao longo dos poços principalmente dos parâmetros de densidade e porosidade. Essa etapa para obtermos uma melhor representatividade foi fundamental para visualizar o reservatório e se tirar conclusões com respeito ao seu dimensionamento e conectividade. Contudo essa aplicação da modelagem estocástica para o reservatório foi bastante significativa do ponto de vista para o conhecimento do modelo geológico, bem como o entendimento de suas limitações e faixa e aplicação.

A modelagem aplicada para as principais variáveis ao longo de cada poço gerou diversos cenários para esta estimativa. Mesmo com um número pequeno de poços foi possível constatar uma elevada variabilidade, dando margem para dúvidas com respeito a qual conjunto de modelos em diferentes cenários seria o mais adequado para representar as heterogeneidades encontradas em um reservatório. Os diferentes cenários considerando a enorme variabilidade encontrada em um ambiente heterogêneo pode dar margem a diferentes interpretações, que merece cuidado quanto a sua avaliação, mas que se somados a outras ferramentas geofísicas darão margem a uma interpretação aproximada de modelo que possa se adequar com uma boa medida de confiabilidade a um reservatório em potencial.

Com possibilidade de criar sistemas de canais que conectem as estruturas de modo a modelar o fluxo preferencial baseado em dados do perfil sônico e sísmicos, também é um tipo de modelagem que seria de grande importância para validar através de novos parâmetros um

ambiente mais próximo da realidade do reservatório e as conexões que podem ser bem caracterizadas através de modelos de deposição de turbiditos em ambiente de mar profundo.

Com o acréscimo de novas há também a possibilidade de se fazer estimativas melhores como, por exemplo, o cálculo de para volume de óleo, argilosidade e outros parâmetros a serem modelados, possibilitando um acompanhamento ao longo do tempo à medida que o reservatório entra em uma fase de produção.

Um dos pontos a ter uma contribuição significativa para o modelo seria a utilização de fácies sísmicas de modo a melhorar o processo, principalmente para a as regiões entre os poços gerando um modelo mais adequado e refinado, baseado em informações complementares. Ainda assim devemos creditar ao modelo estocástico uma boa modelagem de reservatório sendo fiel aos dados amostrados.

10 – Referências Bibliográficas

ARMSTRONG M. 1998. **Basic Linear Geostatistics**. Springer Verlag, Germany. 155p.

ASMUS, H. E., 1969 – *Estudo Preliminar da Bacia de Campos: in TOFFOLI, L. C. ed.: Margem Continental Brasileira – DEXPRO/DIVEX*, Rio de Janeiro, v. 1, p. 31- 40.

ALABERT F. G., MASSONAT, G. J. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modeling of facies and petrophysical variability. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 65th, New Orleans, USA. Sep 23-26, SPE # 20604, 1990.

ALABERT F. G., MODOT V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 67th, Washington DC, USA, Oct 4-7, 1992, p. 355-370, Proceedings SPE #24893.

BLAIS, R. A. & CARLIER, P. A. 1968. Applications of geostatistics in core valuation. Apud OLEA, R. A 1975. Optimum mapping techniques using regionalized variable theory. Kansas Geol. Survey. 137p. (Series on Spatial analysis, 2)

BOUMA, A. H. 1962. Sedimentology of some flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation. Amsterdam: Elsevier; 168p.

BRUHN, C.H.L. Deep-water reservoirs from the eastern Brazilian rift and passive margin basins (part 2). In: AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro-RJ, Nov. 12-13, 1998.

CAINELLI, C. & MOHRIAK, W. U.: Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 1998.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.: New concepts on the development of east brasilian marginal basins. *Episodes*, v.11, nº 3, p.110-121, 1988.

DAMSLETH, E., TJOLSEN, C. B., OMRE, H., HALDORSEN, H. H. A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir. in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 65, New Orleans-LA, Sep23-26, 1990, Proceedings SPE#20605. [Journal of Petroleum Technology, April 1992, 44(4):402-408+486].

DIAS , J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R., 1990 – *Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos*. In RAJA GABAGLIA; L.R., MILANI, E. J. – *Origem e evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras*. PETROBRAS, Rio de Janeiro, p. 330-360.

DIAS-BRITO, D.: A Bacia de Campos no Meso-Cretaceo: uma contribuição a paleoceanografia do Atlântico Sul primitivo. Revista Brasileira de Geociências, 17(2): 162-167, JUN. 1987.

DUBRULE, O. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. In: ARMSTRONG M (ed) Geostatistics, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 2:493-500. 1989. [International Geostatistics Congress, 3, Avignon-France, Sep5-9, 1988, Proceedings]

FIGUEIREDO, A. M. F.; MOHRIAK, W. U., 1984 – *A tectônica salífera e as acumulações de petróleo da Bacia de Campos*. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 33., Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: SBG, p. 1380-1394.

GUARDADO, L.R., LUCCHESI, C.F. & MARTINS, C.C., 1989. Exploração em águas profundas na Bacia de Campos, histórico, resultados e perspectivas. In. Simpósio de Geologia do Sudeste, Rio de Janeiro, RJ, P.19.

GUERRA, P. A. G., *Geoestatística Operacional*. Departamento Nacional da Produção Mineral, Brasília, (1988).

HALDORSEN, H. H., DAMSLETH, E. Stochastic Modeling. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(4):404-412. SPE #20321.

JOURNEL, A. G. and HUIJBREGTS, C. J. 1978, Mining Geostatistics, New York, Academic Press

LUSTER, G. R. Practical conditional simulation or coregionalization, basic methods and transformations. Stanford, Stanford University, 1985. Tese (Doutorado).

KUENEN, P. H. & MIGLIORINI, C. I. 1950. Turbidity currents as a cause of graded bedding. *Journal of Geology*, 58: 91-127.

KRIDGE, D. G. 1951, A statistical approach to some mine valuations and allied problems at the Witwatersrand, M. S. thesis, University of Witwatersrand, South Africa.

MATHERON, G. 1965. Les variables régionalisées et leur estimation. Apud HUIJBREGTS, C. J. 1975. Regionalized variables and quantitative analysis of spatial data.

MATHERON, G. (1971). The theory of regionalized variables and its applications. Fontainebleau, École Nationale Supérieure des Mines Paris. 211p. (Les Cahiers de Centre de Morphologie Mathématique de Fontainebleau, 5)

MIZUSAKI, A. M. P., THOMAZ FILHO, A. & VALENCA, J. G.: Volcanosedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). *Revista Brasileira de Geociências*, 18(3), SET: 247-251, 1988.

MOHRIAK, W.U. - 1995a - Salt tectonics structural styles: contrasts and similarities between the South Atlantic and the Gulf of Mexico. In: Travis, C.J., Harrison, H., Hudec, M.R., Vendeville, B.C., Peel, F.J., Perkins, B.E. (eds.). Salt, Sediment and Hydrocarbons, GCSSEPM Foundation 16th Annual Research Conference, Houston, Texas, 177-191.

MORAES, M. A. S., BLASKOVSKI, P. R., ALMEIDA, M. S. Parametrização de sistemas turbidíticos análogos. Relatório Final do Projeto 600074, CENPES/DIGER, PETROBRAS, 96 p., 2000.

MORAES, M. A. S., ARIENTI, L. M., PARAIZO, P. R. L., MUNDIN, E. C. Acunhamentos estratigráficos em turbiditos. Relatório Final do Projeto RT TRO 00011, CENPES/DIGER, PETROBRAS, 41 p., 2004.

PONTE, F. C. (coordenador) et al - 1971 - Evolução paleogeológica do Brasil Oriental e da África Ocidental. PETROBRÁS - CPEG IV Relatório Interno, Salvador-Bahia, 71 p.

RANGEL, H.D., MARTINS, F.A.L., ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. , 1994. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, v.8 (1), p. 203-217.

SCHALLER, H. – 1973 – Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 27, Aracajú, 1973. Anais... Aracajú, SBG, Volume 3 , p(247 – 258).

SILVA, A., 1992 – Evolução Sedimentar Pós-Miocênica na Área Nordeste da Bacia de Campos. 70 p.

SOUZA CRUZ, C. E., 1995 – Estratigrafia e Sedimentação de águas profundas do Neogeno da Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro, Brasil 186 p.

Imagem dos Campos de Albacora e Albacora Leste. Disponível em <http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm> acesso em 25/06/2010