

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Modelagem Geoestatística de Atributos
Geológicos em Reservatórios Turbidíticos**

Autor: Luiz Mauricio Silva de Lima
Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

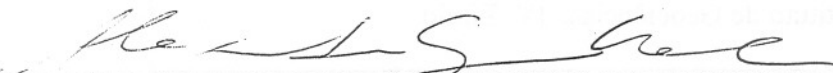
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Modelagem Geoestatística de Atributos
Geológicos em Reservatórios Turbidíticos**

Autor: Luiz Mauricio Silva de Lima

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

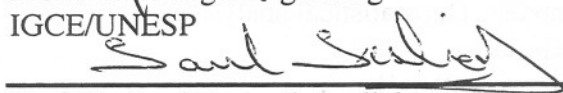
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal
IG/UNICAMP



Prof. Dr. Chang Hung Kiang
IGCE/UNESP



Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick
DEP/UNICAMP

Campinas, 23 de Fevereiro de 2007

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP
V. _____ EX. _____
TOMBO BCCL 80061
PROC 16P-148-09
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 20-01-09
BIB-ID _____

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

L628m Lima, Luiz Maurício Silva de
Modelagem geoestatística de atributos geológicos em reservatórios turbidíticos. / Luiz Maurício Silva de Lima. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Alexandre Campana Vidal
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências

1. Reservatórios. 2. Fácies (Geologia). 3. Modelagem geológica. 4. Geoestatística. 5. Simulação e modelagem. 6. Métodos de simulação. I. Vidal, Alexandre Campana. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Geostatistical Modeling of the Geological Attributes in Turbidites Reservoirs.

Palavras-chave em Inglês: Reservoir characterization, Electrical and radioactive logs, Geological models, Geostatistical analysis.

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Chang Hung Kiang e Saul Barisnik Suslick

Data da defesa: 23/02/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dedicatória

Este trabalho é dedicado a minha mãe Helena, pela garra com que sempre encara os grandes desafios da vida, aos meus irmãos, sobrinhos e afilhados Tamiris, Paula Thais, Nicole, Nicolas, Caroline, Igor, Maria Clara e Alexandre.

Agradecimentos

Agradeço ao professor Alexandre Campana Vidal, pela dedicação intensa e interesse para execução do trabalho. Extensivo ao doutorando Sergio Sacani pela extrema atenção e zelo, sendo fundamental para as discussões geoestatísticas.

A todos os professores do curso de pós-graduação pelos ensinamentos.

A todos que colaboraram para a execução do trabalho tanto no suporte de informática quanto no apoio técnico e logístico, do departamento de engenharia de petróleo- DEP. Destacam-se Alice, Beth, Fátima, Leandro, Délcio e Gisele e aos estagiários Bruno e Rafael.

Aos colegas do Mestrado, com quem passamos a maior parte do tempo nesses dois anos onde se partilham momentos difíceis e também os momentos de lazer. Principalmente aos da minha turma de 2006 – Carolina, Débora, Suzana Hayashi, , Rafael Cruz, Clarisse, Alex, Rogério, Eduardo, Juan Montoya, Richard, Juan Mathêo e Gilmar. Aos da turma de 2005 - Clarissa, Marcos Moura, Sérgio Souza e José Sérgio.

A Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras pelo apoio financeiro e disponibilidade dos dados utilizados para o desenvolvimento da dissertação de mestrado. Principalmente, ao Gerente do Suporte Técnico Sebastião e a Geóloga Isa Veiga pelo fornecimento dos dados. E aos colegas de gerência e da Petrobras que sempre torceram por mim, por meio de

mensagens de incentivo e palavras de carinho, Vera, Sílvia, Deise, Aristóteles, Alfredo, Marta, Luiz Roberto, Terço, Inara, Patrícia, Nelson, Rui, Marco Moraes e Paulo Paraizo.

*O conhecimento é a única ferramenta de produção
que não está sujeita a depreciação.*

John Maurice Clarke

Resumo

LIMA, Luiz Mauricio Silva de. *Modelagem Geoestatística de Atributos Geológicos em Reservatórios Turbidíticos*. Campinas, 2007. 104p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2007.

A caracterização de reservatórios é de fundamental importância para a implantação de uma estratégia de produção de um campo petrolífero. Os modelos geológicos permitem o entendimento da gênese do reservatório em estudo com a possibilidade de realizar uma distribuição espacial e qualitativa das principais heterogeneidades. Esta análise envolve quantidade enorme de variáveis devido à complexidade do problema gerando um grande número de cenários prováveis. Para o modelo geológico da área, fundamentada na análise de dez perfis elétricos e radioativos, foi possível a determinação de intercalações de camadas, definição das fácies e a definição da porosidade e permeabilidade dos arenitos. Devido à presença de pacotes mais espessos e contínuos de arenitos na direção SW-NE, portanto com maior razão areia/folhelho, infere-se esta como a direção preferencial de aporte dos sedimentos. A análise geoestatística foi realizada para as principais variáveis referentes à caracterização de reservatórios. Esta análise definiu a direção SW-NE como a direção preferencial de aporte dos sedimentos e forneceu uma estimativa de volume de óleo *in situ*. Devido à elevada incerteza na estimativa desse volume, foi realizada a simulação estocástica levando em consideração as variáveis topo e base do reservatório, distribuição de arenitos e porosidade. Os resultados da simulação estocástica demonstram a variação dos volumes de óleo *in situ*.

Palavras Chave: Caracterização de Reservatórios, Perfis Elétricos e Radioativos, Modelos Geológicos, Análise Geoestatística.

Abstract

LIMA, Luiz Mauricio Silva de. *Geostatistical Modeling of the Geological Attributes in Turbidites Reservoirs*. Campinas, 2007. 104p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2007.

The reservoir characterization model is of fundamental importance for the planning of a strategy production petroleum field. The geological models allow the understanding of the reservoir's spacial and qualitative distribution of its principal heterogeneity. This analysis involves enormous amount of variables due to the complexity of the problem, which generates a great number of probable scenarios. For the geological model of the area the interpretation is based on the analysis of ten electrical and radioactive logs, with which it is possible to determine the intercalations layers and the definition of the porosity and permeability of the sandstones. The presence of thicker and continuous packages of sandstones in the NE-SW direction, with its high net to gross ratio, is probable due to the existence of a preferential direction of the sediment sources. The geostatistical analysis was carried out for the principle variables regarding the characterization of the reservoir. This analysis defined the direction SW-NE as the preferential direction of the sediments sources and *in situ* oil volume estimate. Due to the raised uncertainty in the estimate of this volume, a stochastical was carried out with the consideration of; top and base variables of the reservoir, distribution of sandstones and porosity. The results of the stochastical simulations show the variation of the volume *in situ* of oil.

Key Words: Reservoir Characterization, Eletricals and Radioactives Logs, Geological Models, Geostatistical Analysis.

Índice

<i>Dedicatória</i>	<i>iv</i>
<i>Agradecimentos</i>	<i>v</i>
<i>Resumo</i>	<i>viii</i>
<i>Abstract</i>	<i>ix</i>
<i>Índice</i>	<i>x</i>
<i>Lista de Figuras</i>	<i>xi</i>
<i>Lista de Tabelas</i>	<i>xiv</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>xv</i>
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Motivação e Objetivos	4
1.2 Síntese da Metodologia	5
Capítulo 2 Revisão Bibliográfica	7
2.1 Modelagem Estocástica	7
2.1.1 Simulação Seqüencial Indicadora	11
2.2 Caracterização de Reservatórios	15
2.2.1 Histórico Resumido	16
2.2.2 Modelos Turbidíticos	20
Capítulo 3 Modelo Geológico	37
3.1 Análise Geológica da Área	37
Capítulo 4 Análise Geoestatística	53
4.1 Krigagem	53
4.2 Modelagem Estocástica	58
4.2.1 Simulação Seqüencial Indicatriz (SIS)	58
4.2.2 Simulação Gaussiana Seqüencial (SGS)	61
Capítulo 5 Conclusões	77
Referências Bibliográficas	79

Lista de Figuras

Figura 1-1 - Representação do fluxo para modelagem geológica.	2
Figura 2-1 - Classificação das heterogeneidades segundo a escala de observação (modificado de Pettijohn <i>et al.</i> 1973).	17
Figura 2-2 - Padrões fisiográficos básicos comumente observados em sistemas recentes e sua possível relação com diferentes tipos de geometria de reservatórios (modificado de Moraes <i>et al.</i> , 2000).	20
Figura 2-3 - Qualidade de reservatório em uma seção ideal de um sistema turbidítico. Modelo baseado em Mutti(1992) e Mutti <i>et al.</i> (1999).	22
Figura 2-4 - Modelos propostos com variação na razão <i>Net to Gross</i> . a- canais amalgamados com alto NTG, b- lobos com baixo NTG, c- canais discretos com baixo NTG (modificado de Romeu <i>et al.</i> , 2005).	24
Figura 2-5 - Perfil tipo de poço com reservatórios de Complexos de Canais (modificado de Bruhn,1998).	27
Figura 2-6 - Perfil tipo de um poço com reservatório de Lobos turbidíticos compostos de areia e conglomerados do reservatório Carapeba (modificado de Bruhn,1998).	28
Figura 2-7 - Perfil tipo de um poço com reservatórios com Lobos turbidíticos ricos em areia (modificado de Bruhn, 1998).	29
Figura 2-8 - Seção geológica mostrando reservatórios de Lobos turbidíticos ricos em areia e lama. Seção construída com perfis raios-gama(GR), densidade(FDC) e neutrão(CNL), modificado de Bruhn,1998.	30
Figura 2-9 - Tipos de reservatórios de águas profundas classificados segundo padrões básicos de geometria e arquitetura (Moraes <i>et al.</i> ,2006).	33

Figura 2-10 - Principais tipos de acunhamentos estratigráficos observados em reservatórios turbidíticos (Moraes, 2004).	35
Figura 2-11 - Perfil vertical dos testemunhos de um poço na Bacia de campos. Há o predomínio de fácies estratificadas e o caráter serrilhado dos perfis(Moraes <i>et al.</i> , 2004)..	36
Figura 3-1 - Mapa de localização dos poços perfurados na área.	38
Figura 3-2 - Perfil do poço A. Perfis raios gama (GR), sônico (DT), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Escala vertical 1:200.	40
Figura 3-3 - Perfil do poço H. Perfis raios gamma (GR), sônico (DT), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Escala vertical 1:200.	43
Figura 3-4 – Mapa Base com traçado das seções 1 e 2.	44
Figura 3-5 - Seção de poços D-C-A-J-G, aproximadamente SW-NE.	46
Figura 3-6 - Seção de poços E-I-G-B-F, aproximadamente W-E.	47
Figura 3-7 - Relação entre a porosidade efetiva e a permeabilidade.	52
Figura 4-1- Mapa base com os pontos amostrais do topo (A) e da base(B) do campo.	54
Figura 4-2 - Modelo de variograma para o topo (A) e base(B) do campo.	55
Figura 4-3 - Mapa krigado das superfícies Topo(A) e Base(B) do reservatório.	56
Figura 4-4 - Histograma (A) e modelo de variograma(B) para a variável porosidade.	57
Figura 4-5 - Mapas krigado da variável porosidade.	57
Figura 4-6 - Variograma horizontal e vertical da variável litologia.	60
Figura 4-7 – Exemplos de Imagens de mapas das Simulações Seqüenciais Indicatriz	61
Figura 4-8 – Exemplos de Imagens de seções obtidas das Simulações Seqüenciais Indicatriz.	61
Figura 4-9 - Histograma da distribuição da variável porosidade e a transformada gaussiana.	63
Figura 4-10 - Modelos de variogramas ajustados para a variável porosidade.	64
Figura 4-11 - Imagens das simulações obtidas da variável porosidade.	65
Figura 4-12 - Seções das imagens resultantes da simulação da variável porosidade.	65
Figura 4-13 - Resultado da combinação fácies com porosidade, o valor na escala 5% representa a presença de folhelhos.	66
Figura 4-14 - Imagem do resultado da combinação de fácies com porosidade, o valor na escala 0.05 representa a presença de folhelhos.	67

Figura 4-15 - Resultados das simulações do topo do reservatório.	67
Figura 4-16 - Resultados das simulações da base do reservatório.	68
Figura 4-17 - Curva de Risco de volume desde 100 ate 40000 realizações.	70
Figura 4-18 - Curva de Risco de volume com 62500 realizações.	71
Figura 4-19 - Volumes P10, P50 e P90 com diferentes números de combinações de topo e base.	72
Figura 4-20 - Curva de risco de volumes para casos específicos.	73
Figura 4-21 - Histograma com os volumes calculados pela combinação dos cenários gerados.	74
Figura 4-22 - Semivariogramas das simulações litologia com porosidade.	75

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 - Poço A , regularizado para 1m, datum -2000.	6
Tabela 2-1- Características dos mais importantes reservatórios turbidíticos das Bacias Marginais Brasileiras (modificado de Bruhn, 1998).	26
Tabela 3-1 - Representação dos dez poços perfurados com as coordenadas e cotas de topo e base do reservatório.	38
Tabela 3-2 - Representação dos dez poços perfurados com espessura total e a razão <i>Net to Gross</i>	41
Tabela 4-1 - Volumes P10, P50 e P90 com diferentes números de combinações de topo e base.	71

Nomenclatura

Siglas

GR (Gamma Ray)	Perfil radioativo que mede a radioatividade natural das rochas.
FDC/ Density/ ρ_b	Perfil radioativo que mede a densidade das rochas e porosidade.
CNL/ neutrão/nphi/ nêutron porosity	Perfil nêutrons mede o índice de hidrogênio da formação e porosidade.
RT, ILD,	Perfil de resistividade das rochas registra a condutância do fluido da formação.
SP	Potencial espontâneo.
Δt , DT	Perfil sônico registra o tempo de trânsito e porosidade.
<i>Net to Gross</i>	Razão reservatório não reservatório.

Capítulo 1 Introdução

Reconhecidos na literatura como depósitos complexos e heterogêneos, os turbiditos são sistemas pouco preservados em afloramentos, tornando a caracterização geométrica muito difícil (Bruhn, 1998). No Brasil mais de 90% das reservas de hidrocarbonetos são referentes aos reservatórios turbidíticos. A exploração adequada muitas vezes é prejudicada devido à elevada dificuldade para a caracterização geométrica e a identificação das heterogeneidades dos reservatórios relacionados a esse sistema deposicional. Para a implementação de um plano de desenvolvimento do campo petrolífero se faz necessário o entendimento de suas principais heterogeneidades.

A elaboração do modelo geológico, para área começa com a aquisição e processamento de dados sísmicos, que são ferramentas muito importantes na fase exploratória(Figura 1-1). Os dados sísmicos servem principalmente para mapear os principais horizontes, a geometria e as falhas que podem influenciar na compartimentação dos blocos exploratórios. O mapeamento das principais heterogeneidades torna-se um grande desafio dentro da escala de reservatório, pois a resolução sísmica vertical impede o rastreamento de pequenas estruturas.

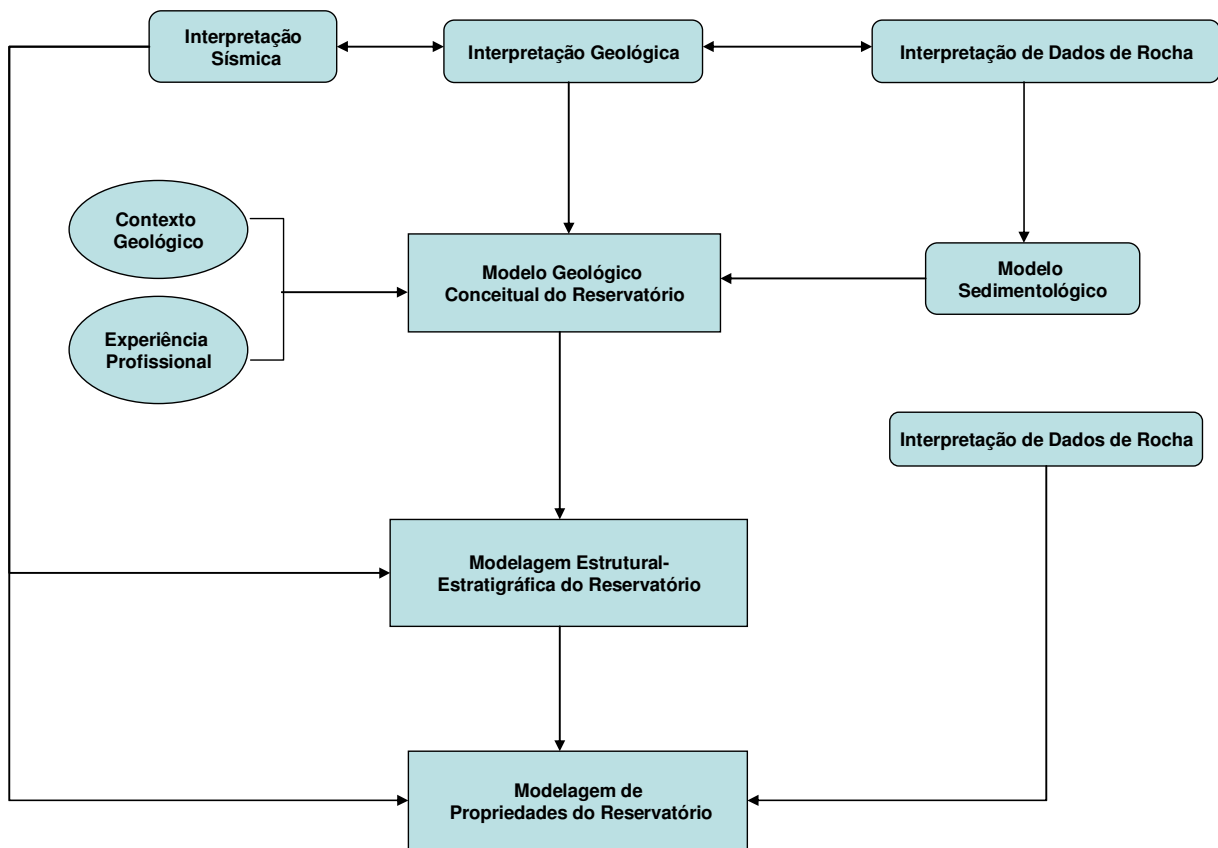


Figura 1-1 - Representação do fluxo para modelagem geológica.

Com o sucesso exploratório, são perfurados poços para delimitação do campo e aquisição de dados do reservatório. Os pontos amostrais são normalmente esparsos o que compromete a correlação entre os principais corpos promissores para a prospecção de petróleo. A interpretação geológica tem como principal objetivo efetuar o zoneamento do reservatório, através da construção de seções estratigráficas e estruturais preliminares e elaboração de mapas das principais variáveis como espessura do reservatório e de espessura porosa de arenitos. Esta correlação depende da interpretação dos perfis elétricos e radioativos, como também dos dados de rocha, tendo como base dados litológicos, petrofísicos e bioestratigráficos. São coletados também durante a perfuração desses poços dados dos fluidos da formação, determinando-se a pressão e temperatura do reservatório e identificam-se os contatos entre os fluidos. Como impeditivo para a correta interpretação do

modelo geológico são atribuídos a limitação de poços testemunhados, a qualidade dos dados sísmicos causado por ruídos e resolução das ferramentas. Como principais incertezas na interpretação geológica do reservatório destacam-se as correlações de reservatórios, as conversões das superfícies geradas pela sísmica em tempo para profundidade, o posicionamento das falhas, os limites dos reservatórios e os contatos entre fluidos.

Em seguida, o objetivo é a modelagem do arcabouço estrutural e estratigráfico do reservatório. Como dados de entrada destacam-se os zoneamentos estratigráficos, as superfícies geológicas em profundidade, segmentos de falhas, limites e geometria dos reservatórios, os dados parametrizados de modelos análogos que ocorrem na natureza e os reservatórios similares. Os principais produtos gerados são os mapas estruturais, os de isópacos e o volume de rocha. Em relação aos pontos críticos destacam-se o modelo conceitual, a confecção da malha geológica e a modelagem de geometrias estratigráficas e estruturais, verificando a consistência com os resultados obtidos.

Na etapa seguinte do processo de modelagem geológica é realizada a modelagem das propriedades do reservatório, destacam-se como dados de entrada os perfis de avaliação dos poços para cálculo da porosidade efetiva, volume de argila e saturação de água. Também se destaca o modelo de eletrofácies, correlações entre permeabilidades e porosidades, correlações de atributos sísmicos com propriedades petrofísicas, contatos de fluidos e dados parametrizados de modelos análogos. O objetivo nessa fase é gerar um modelo de fácies, um modelo de propriedades petrofísicas, o volume de hidrocarbonetos, mapas de espessura de arenitos e mapas de espessura porosa com óleo. Consideram-se como pontos críticos, a correlação entre diferentes suportes, por exemplo, litofácies, sismofácies e eletrofácies, as incertezas do modelo conceitual para gerar curvas de proporção, mapas de tendência, correlação de atributos sísmicos, representatividade geológica dos métodos geoestatísticos, a transferência de escala e a extração de mapas do modelo em três dimensões.

A modelagem estocástica é utilizada para o entendimento das variabilidades internas e espaciais do reservatório. A geoestatística é uma excelente ferramenta que funciona como ligação entre a Geologia e a Engenharia de Reservatório. Para isso, é necessário modelar o

reservatório e numa segunda fase modelar as propriedades petrofísicas no interior das fácies (Alabert & Massonat 1990, Damsleth *et al.* 1990, Haldorsen & Damsleth 1990, Alabert & Corre 1991, Alabert & Modot 1992 e Massonat *et al.* 1992).

Os resultados obtidos com modelos geoestatísticos podem ser do tipo determinísticos por interpolação (krigagem, cokrigagem e etc.) ou estocásticos, ressaltando que as técnicas usuais para simular variáveis são a Simulação Indicatriz Sequencial, a Simulação Gaussiana e a Simulação Booleana (objetos). O objetivo da interpolação é obter o melhor estimador local baseado nas medidas de correlação e nos dados condicionantes, gerando modelos suavizados. Para simulação, além de reproduzirem-se as medidas de correlação e os dados condicionantes, reproduz-se a variabilidade entre os mesmos. Enquanto na interpolação, os resultados são suavizados e únicos, a simulação gera uma série de imagens equiprováveis da distribuição das propriedades, sendo importante ferramenta na geração de imagens de heterogeneidades, provendo um modelo alternativo para representar o meio geológico. Para o entendimento do modelo dinâmico dos reservatórios, isto é, efetuar uma previsão do comportamento do deslocamento do fluido durante a produção se faz cada vez mais uso de técnicas para observação e caracterização dos parâmetros considerados estáticos.

1.1 Motivação e Objetivos

Para atingir um bom estágio do conhecimento com menor risco para a implantação do projeto de desenvolvimento é importante o conhecimento das principais heterogeneidades que afetam no cálculo de volume de uma reserva recém descoberta, porém não desenvolvida.

Neste trabalho, o objetivo é a elaboração do modelo geológico através da interpretação das feições das curvas de perfis elétricos e radioativos, disponíveis para cada poço, subsidiando o entendimento das principais diferenças litológicas do reservatório, separando basicamente em corpos de arenito e de folhelhos. E auxiliando na caracterização das principais fácies deposicionais do reservatório.

Aplicação das técnicas de modelagem estocásticas para o mapeamento das heterogeneidades que são inerentes ao processo deposicional associado ao reservatório. Dentre as diversas técnicas disponíveis, foi utilizada a Simulação Sequencial por Indicatriz para classificar em reservatórios e não reservatórios e a Simulação Gaussiana para as superfícies de topo e base do reservatório e para o parâmetro petrofísico, porosidade. Com o tratamento geoestatístico dessas heterogeneidades, objetivou-se a geração de diversos cenários de distribuição e os possíveis volumes de óleo *in situ* para o reservatório.

1.2 Síntese da Metodologia

Um campo marítimo da Bacia de Campos foi utilizado considerando dez poços verticais perfurados. As coordenadas e as profundidades reais dos poços não foram mostradas para evitar a identificação do campo. A delimitação da área é fornecida por um polígono, no qual o critério utilizado para o traçado é a inclusão dos dez poços perfurados no campo selecionado.

Para a caracterização do sistema deposicional e compreensão das heterogeneidades internas foram realizadas correlações dos poços somente através de análise de perfis elétricos e radioativos e confecção de seções e mapas. As informações obtidas nessa etapa fornecem subsídios para a modelagem estocástica. Os perfis dos poços verticais perfurados no campo são amostrados em subsuperfície após o término da perfuração dos poços, esses dados são coletados num espaço amostral de 0,2m, em profundidade medida.

Portanto, os dados dos dez poços perfilados inicialmente com dados originais em coordenadas do tipo estruturais são todos modificados para estratigráficos, referenciados no datum a -2000m tendo com propósito fundamentar os trabalhos geoestatísticos para ser o mais correlacionável possível com o sistema deposicional. Os poços possuem um conjunto de perfis considerado como básico formado pelos perfis GR, densidade (ρ_b), o neutrão (nphi) e sônico (Δt) que registram a porosidade da formação e finalmente o perfil de resistividade que mede a condutância da rocha. Pelo perfil GR, foi possível classificar as

principais litologias da área, em associação juntamente com os perfis de porosidade. No reservatório foram identificados litologias referentes a arenitos e folhelhos.

A análise geoestatística iniciou com a krigagem 2D dos pontos amostrais referentes ao topo e a base do reservatório em coordenadas estruturais. Para as variáveis litologia e porosidade foi utilizada a krigagem 3D em coordenadas estratigráficas. O programa utilizado para todo o tratamento geoestatístico é o ISATIS V6.04. O objetivo é mapear as principais superfícies limítrofes, utilizando as coordenadas estruturais, visando obter o volume de rocha do campo. Os dados dos poços foram regularizados de 0,2m para 1m. Os estudos variográficos foram feitos com regularizações de 1metro, na vertical, em coordenadas estratigráficas, conforme Tabela 1-1. Com uma malha de modelagem totalizando 357500 blocos, com 130 blocos na direção x, 110 na direção y e 25 na direção z, e tamanho de cada bloco é 50x50x5m.

Tabela 1-1 - Poço A , regularizado para 1m, datum -2000.

poço	x	y	topo	base	lito
A	61900.00	72048.00	-2000.00	-2001.00	0
A	61900.00	72048.00	-2001.00	-2002.00	0
A	61900.00	72048.00	-2002.00	-2003.00	0
A	61900.00	72048.00	-2003.00	-2004.00	1
A	61900.00	72048.00	-2004.00	-2005.00	1
A	61900.00	72048.00	-2005.00	-2006.00	0
A	61900.00	72048.00	-2006.00	-2007.00	0
A	61900.00	72048.00	-2007.00	-2008.00	0
A	61900.00	72048.00	-2008.00	-2009.00	0
A	61900.00	72048.00	-2009.00	-2010.00	1
A	61900.00	72048.00	-2010.00	-2011.00	1
A	61900.00	72048.00	-2011.00	-2012.00	1
A	61900.00	72048.00	-2012.00	-2013.00	1
A	61900.00	72048.00	-2013.00	-2014.00	1

Dois métodos estocásticos foram utilizados, a Simulação Sequencial por Indicatriz para a variável de fácies e a Simulação Gaussiana Sequencial para topo, base e porosidade. A porosidade utilizada foi a efetiva, calculada através de perfis. A permeabilidade foi calculada por meio de uma regressão entre dados de permeabilidade de amostras de rocha, porosidade de amostras de rocha e porosidade de perfil. Para modelagem estocástica desses parâmetros petrofísicos foi utilizado o método de Simulação Gaussiana Sequencial.

Capítulo 2 Revisão Bibliográfica

A modelagem estocástica é uma ferramenta de grande importância para o entendimento da distribuição espacial das heterogeneidades dos reservatórios. Neste capítulo estão selecionados alguns trabalhos publicados sobre este tema.

2.1 Modelagem Estocástica

Luster (1985) introduz uma subdivisão dos métodos estocásticos no domínio do espaço e no domínio da frequência. No primeiro tipo, ficariam os métodos de bandas rotativas, média móvel e campos gaussianos enquanto, no segundo estaria o método espectral.

Dubrulle (1989) subdividiu os métodos estocásticos em duas categorias: os baseados em objeto (booleanos) que geram distribuições de corpos sedimentares no espaço usando informação estatística da forma e dimensão dos corpos, muito úteis nos estágios iniciais de um campo, e os baseados em seqüência, que geram valores de uma propriedade em malhas utilizando informação geoestatística de relações entre valores de locações vizinhas, podendo basear-se em variogramas ou em distribuições de probabilidade condicional para quantificar padrões seqüenciais de variação espacial.

O autor faz um resumo dos aspectos teóricos essenciais, potenciais de aplicação e dos pontos limitantes de quatro métodos: booleanos, simulações geoestatísticas condicionais, modelos fractais e campos aleatórios markovianos. Destacam-se a similaridade entre as simulações geoestatísticas condicionais e os modelos fractais, pois ambos usam a combinação de uma componente suave - krigagem e média ponderada, respectivamente -

com a realização de um desvio aleatório normal, gerado segundo um modelo de variograma qualquer ou de potência com expoente igual à dimensão fractal, respectivamente. Também antecipa a potencialidade das técnicas Markovianas ao incorporarem as vantagens das técnicas Booleanas e baseadas em variogramas.

Haldorsen e Damsleth (1990) destacam 6 razões pelas quais se aplicam os métodos de simulações estocásticas com o objetivo de caracterizar os reservatórios:

- Informações incompletas sobre dimensões, arquitetura interna e variabilidade das propriedades de rochas em todas as escalas,
- Disposição espacial complexa das litofácies,
- Dificuldade para entender a variabilidade das propriedades das rochas e suas estruturas em função da direção e posição espacial,
- Desconhecimento das relações entre o valor da propriedade e o volume de rocha utilizado para sua definição (problema de escala),
- Relativa abundância de dados estáticos, como porosidade e permeabilidade, quando comparados com dados dinâmicos do tipo variáveis dependentes do tempo, como pressão e saturação de fluidos ao longo do reservatório,
- Conveniência e velocidade.

As diferentes realizações apresentam uma regularidade estatística, ou seja, eventos complexos envolvidos nos processos sedimentares (sedimentação, erosão, soterramento, compactação física, deformação e cimentação por diagênese) conferem aos reservatórios propriedades físicas (porosidade e permeabilidade) que apresentam um comportamento totalmente aleatório quando analisadas num conjunto pequeno de medidas. Porém a análise estatística de um número grande de medidas destas propriedades revela uma regularidade no seu comportamento, o que permite modelar as suas distribuições espaciais através da análise geoestatística de seus dados.

Damsleth *et al.* (1990) distinguem duas classes principais de modelos estocásticos: os discretos e os contínuos.

Os modelos discretos foram desenvolvidos para descrever feições geológicas de natureza discreta, como localização e dimensões de corpos de areia (canais, crevasses) em ambientes deposicionais fluviais, distribuição e tipos de folhelhos dispersos nas areias, distribuição, orientação e comprimento das fraturas e falhas, e modelagem de fácies. Em todos esses casos, um ponto no espaço pertence a apenas um de um número limitado de classes, e o modelo estocástico controla como os valores da classe em cada ponto interagem. Exemplos de modelos discretos são os processos de ponto marcado (esquemas booleanos), campos markovianos, funções aleatórias truncadas e histogramas de 2 pontos.

Os modelos contínuos foram desenvolvidos para descrever fenômenos que variam continuamente. Como exemplo as propriedades rochosas como permeabilidade, porosidade e saturação residual, velocidades sísmicas e parâmetros dimensionais como topo do reservatório e contato óleo/água. Cada ponto do espaço do reservatório tem um valor distinto da variável de interesse. Neste caso o modelo estocástico descreve (1) o nível médio ou tendências laterais ou verticais da variável, (2) variabilidade em torno da média, (3) quão fortemente pontos vizinhos tendem a ter valores similares, (4) a covariação das variáveis sob estudo, isto é, como o conhecimento de uma variável melhora a predição de outras. Exceto por uma deriva na média, a maioria dos modelos contínuos adquire uma estacionaridade dentro do reservatório, que nem sempre é válida. Todos os modelos contínuos caem no arcabouço da teoria das variáveis regionalizadas, envolvendo conceitos como funções aleatórias, krigagem, indicatriz e fractal.

Alabert e Modot (1992) utilizaram técnicas de modelagem para representar a arquitetura interna dos reservatórios, fornecendo possíveis distribuições das heterogeneidades. Principalmente efetuando um mapeamento das variações petrofísicas (permeabilidade, porosidade) e das feições geológicas que afetam o comportamento do fluxo (falhas, fraturas, transmissibilidade, fácies litológica). Testaram algumas técnicas de modelagem de heterogeneidades individualizando dois grandes grupos: métodos baseados em objetos e métodos baseados em píxel. Mostram os aspectos teóricos fundamentais, vantagens e limitações dos seguintes métodos: booleano, processo de ponto marcado, gaussiano/fractal, gaussiano truncado, indicatriz, campos aleatórios Markovianos e os

baseados em otimização, sintetizando com uma lista de 17 itens a serem avaliados. Também efetua uma comparação entre 3 métodos clássicos (gaussiano, gaussiano truncado e indicatriz) em termos de conectividade e distribuição de permeabilidade média na escala de uma malha de simulação de fluxo.

Srivastava (1994) realiza uma revisão sobre os métodos estocásticos utilizados para caracterização de reservatório, individualizando sete famílias de métodos:

- procedimentos seqüenciais dentre os quais estão as simulações gaussianas seqüencial, indicatriz seqüencial, de Markov-Bayes e por componentes principais indicatrizes,
- baseados em objetos incluindo modelo booleano e processos de ponto marcado,
- baseados numa estimativa mais um erro simulado, como nos algoritmos de bandas rotativas e fractais,
- otimização, como o "simulated annealing",
- simulação de campo de probabilidade,
- decomposição de matrizes usando a abordagem de Choleski,
- métodos iterativos.

Oliveira (1997) relata que a crescente utilização dos algoritmos de simulação estocástica pode levar os mais afoitos a considerarem a krigagem como ferramenta geoestatística ultrapassada. É importante frisar que a krigagem tem seu campo de aplicação a depender dos objetivos do estudo, e ademais, em grande parte dos algoritmos de simulação estocástica, ela é implicitamente realizada. Assim, todas as incertezas que se têm na estimativa de um atributo em uma determinada posição, ocorrerão também nas krigagens implicitamente realizadas nas simulações estocásticas e, portanto, também as influenciará. Por exemplo, nos algoritmos de simulação com abordagem seqüencial, as estimativas da função de distribuição acumulada condicional (ccdfs) são obtidas via krigagens. O principal objetivo da krigagem é fornecer uma única estimativa local, como característica principal uma apresentação suavizada dos dados. Enquanto na simulação estocástica a reprodução das características globais (textura) e estatísticas (histograma e

covariância) é priorizada em relação à acurácia local na obtenção de vários conjuntos alternativos de representações.

Santos (1998) desenvolveu um estudo baseado em dados reais de um campo de petróleo localizado na Bacia do Espírito Santo, cujo principal objetivo foi a modelagem geológica, parametrização, modelagem geométrica e simulação estocástica baseada em objetos de canais. Inicialmente, partiu para a caracterização e modelagem do reservatório. A identificação da arquitetura do sistema deposicional turbidítico foi de suma importância para a modelagem estocástica. As simulações finais tiveram por objetivo avaliar a utilidade da simulação estocástica de objetos na exploração de um campo petrolífero, obtendo-se diferentes cenários para orientar a malha de desenvolvimento do campo. A análise visual da geometria dos corpos gerados mostrou-se compatível com os dados geológicos disponíveis do campo estudado. A análise de diferentes cenários obtidos pela variação da semente pode ser facilitada através da aplicação da simulação numérica de fluxo para as várias imagens geradas. Para a passagem de malha de dados obtidos de geoestatística para a escala de simulação de fluxo é necessária a utilização de uma ferramenta que permita a transferência de escalas.

2.1.1 Simulação Seqüencial Indicadora.

Foram selecionados alguns trabalhos com objetivo de esclarecer a aplicabilidade da Simulação por Indicatriz como modelagem estocástica gerando diversos cenários de distribuição das heterogeneidades do reservatório.

Journel e Alabert (1988) propõem que a caracterização de reservatório deve fornecer modelos numéricos dos principais atributos, que influenciam no comportamento do fluido do reservatório. Portanto, o modelo numérico é o resultado de várias imagens das modelagens estocásticas fornecendo uma variação espacial das heterogeneidades para efetuar a previsão de comportamento do fluido a ser produzido. No trabalho de Journel e Alabert (1988) foi utilizado o Método de Simulação por Indicatriz permitindo gerar vários

cenários que honram os valores adquiridos através de dados de testemunhos e reproduzem a variabilidade espacial dentro do reservatório em estudo.

Alabert e Massonat (1990) aplicaram a simulação estocástica como metodologia para modelar as heterogeneidades dos reservatórios de um campo “offshore”. Por meio da interpretação de perfis e testemunhos correlacionam os arenitos como depósitos de origem turbidítica. Os resultados obtidos de conectividade foram validados com os obtidos com os testes de formação. Fornecendo dados sobre a continuidade dos reservatórios, essas dimensões são consistentes com as correlações espaciais. Apesar de algumas restrições os resultados destas interpretações foram considerados satisfatórios. Com estes dados foi possível interpretar complexidade das heterogeneidades internas desses corpos. A Simulação por Indicatriz foi realizada para definir a variabilidade espacial das fácies. A utilização da Simulação Gaussiana foi utilizada para entendimento do comportamento da permeabilidade no reservatório.

Massonnat *et al.* (1992) utilizaram um campo de petróleo offshore situado na costa oeste da África, classificando as suas principais heterogeneidades através de perfis elétricos e testemunhos. A modelagem estocástica foi utilizada para definir as heterogeneidades entre os poços.

Durante a produção do campo houve uma grande queda de pressão do reservatório, sendo necessária uma reavaliação geológica da área, mas o programa de perfuração de novos poços não foi bem sucedido. Por se tratar de um ambiente de baixa razão arenito-folhelho, as características sedimentares controlam a conexão provável dentro do reservatório e conseqüentemente do padrão do fluxo, com isso houve a necessidade de um melhor entendimento da complexidade do reservatório.

Cinco escalas de heterogeneidades foram caracterizadas dentro deste campo: desde a variabilidade petrofísica, mudanças litológicas, índice de qualidade do reservatório, geometria dos corpos sedimentares e até separação em unidades cronoestratigráficas. A partir desta classificação foi efetuada a modelagem estocástica em dois métodos, o primeiro

consiste em gerar as imagens 3D das heterogeneidades em maior escala, considerando as unidades de fluxo ou barreiras. O segundo consiste em gerar distribuições das heterogeneidades do reservatório em menor escala, com isso, esses valores foram atribuídos nas unidades de maior escala.

Alabert e Corre (1991) realizaram um trabalho em um campo turbidítico situado na costa oeste da África. Neste estudo foram utilizados dados de sete poços, os dados de permeabilidade e a divisão em fácies, sendo classificadas em três tipos: canais, lobos e fácies laminados. Foram selecionados três métodos de simulação estocástica, o Método de Simulação por Indicatriz, o Gaussiano e o Gaussiano Truncado para reconhecimento das principais heterogeneidades além da caracterização de volumes de poros conectados. Porém, nos três métodos foi feita a mudança de escala com o objetivo de diminuir o tempo e o custo com a simulação.

O critério para a escolha do melhor método baseia-se na disponibilidade de dados e quais os objetivos a serem alcançados com a modelagem. Como resultado destas comparações à escolha para o método mais adequado depende de quanto é heterogêneo o reservatório, a Simulação Seqüencial por Indicatriz é a recomendada para modelar os contrastes geométricos e faciológicos enquanto a Simulação Gaussiana é mais recomendável para dados contínuos e quando as fácies são relativamente similares e por último a Simulação Truncada não obteve bons resultados, pois não oferece flexibilidade geométrica.

Journel e Gómez-Hernandez (1993) através do algoritmo do Método de Simulação por Indicatriz modelaram uma parte de um campo petrolífero utilizando dados adquiridos em 52 poços, com um espaçamento muito pequeno entre eles. O algoritmo do método foi aplicado para obter diversas imagens da principal seqüência clástica da área, intercalações de arenito/folhelho e o comportamento espacial desta seqüência. A modelagem foi utilizada para estimar a continuidade dos folhelhos, pois estes constituem as principais barreiras de fluxo neste reservatório. Com isto foram fornecidos dados para realizar uma previsão de

comportamento e calcular o fator de recuperação do reservatório mais adequado à realidade.

Begg *et al.* (1994), por meio da Simulação Seqüencial por Indicatriz (SIS) e da Simulação Gaussiana Seqüencial, caracterizaram um complexo reservatório flúvio-deltaico. O modelo geológico foi criado a partir de associações de fácies, classificadas através de poços testemunhados. O Método da Simulação por Indicatriz foi utilizado para identificar e obter a distribuição espacial das diversas associações de fácies. A Simulação Gaussiana foi utilizada para modelagem dos parâmetros de porosidade e permeabilidade. Várias mudanças de escala foram realizadas até atingir a mais adequada para o simulador de fluxo, mantendo as principais unidades de fluxo e as principais propriedades petrofísicas. Com o modelo proposto foi possível fazer uma previsão do comportamento da razão gás-óleo do reservatório comparado com o histórico de produção em dez anos.

Almeida e Frykman (1995) obtiveram imagens estocásticas das principais propriedades petrofísicas de uma unidade estratigráfica do campo de Dan no Mar do Norte. O reservatório é constituído por depósito carbonático pelágico bastante homogêneo. Os dados foram obtidos por meio de perfis e testemunhos de 36 poços. As amostras de permeabilidade apresentam uma distribuição lognormal enquanto as de porosidade apresentam uma distribuição gaussiana. Pelo método de simulação condicional foram geradas diversas imagens para modelagem do reservatório evitando o efeito de suavização dos métodos de krigagem. A simulação confirma a homogeneidade do reservatório e a excelente correlação entre porosidade e permeabilidade, entretanto, a disponibilidade desses dados nessa escala de detalhe foi muito importante para aplicar técnicas de “upscaling”, uma etapa necessária em qualquer simulação de fluxo.

Wardell *et al.* (1996) utilizaram a Simulação Seqüencial por Indicatriz e Simulação Seqüencial Gaussiana para a modelagem de reservatórios turbidíticos de um campo no Mar do Norte. O reservatório foi dividido em cinco litofácies com base em análise de testemunhos e de afloramentos análogos. Posteriormente, classificado em três níveis de hierarquia, desde a arquitetura dos canais, canais marginais e intercanais, depois para uma

escala média com arquitetura de litofácies. Finalmente a distribuição para cada litofácies das propriedades de porosidade e permeabilidade. Depois da geração do modelo geológico 3-D, a análise de transiente de pressão foi utilizada para validar o modelo de reservatório. O modelo transiente foi honrado para o número de poços, conseqüentemente esses dados criaram mais robustez para quantificar as incertezas do reservatório.

Kronbauer (2003) utiliza um reservatório maduro de um campo situado na Bacia do Recôncavo, onde já foram perfurados 195 poços. O intervalo estudado apresenta espessura máxima de 45 metros e compõe-se de arenitos muito finos a finos intercalados por lamitos, argilitos e calcilitos. O reservatório foi dividido em quatro unidades estratigráficas e para modelagem dos litotipos foram testados dois métodos de simulação gaussiana condicional, o método de simulação mono-gaussiano, ou Gaussiano Truncado, e o método Plurigaussiano, de modo a explorar ao máximo as facilidades do programa e incorporar a maior quantidade de informações geológicas ao modelo final. Para modelagem 3D da saturação de óleo foram utilizadas duas técnicas de obtenção dos valores desses atributos a simulação gaussiana seqüencial condicional e a krigagem dos valores condicionantes. Apesar da geração de imagens diferentes os métodos não podem ser invalidados, pois forneceram resultados intrínsecos aos mesmos.

Normando (2005) com dados do Campo de Água Grande, mais precisamente do reservatório homônimo constituído geologicamente por arenitos fluviais e eólicos, situado na Bacia do Recôncavo com a produção iniciada em 1952, total de 98 poços. Foram aplicados algoritmos de simulação estocástica, como a Simulação Seqüencial Indicatriz, Simulação Gaussiana Truncada e a Simulação Plurigaussiana com o objetivo de reproduzir as características iniciais do reservatório. Com o resultado das simulações quantifica o impacto desses métodos sobre a conectividade e cálculos volumétricos.

2.2 Caracterização de Reservatórios

A etapa de estudo da interpretação litológica é fundamental para elaboração de um modelo geológico mais robusto que se aproxime mais da realidade do comportamento do

sistema deposicional. Em seguida, uma breve revisão dos diferentes métodos utilizados para entendimento das principais heterogeneidades dos reservatórios petrolíferos.

2.2.1 Histórico Resumido

Desde a década de 60 que se utiliza a integração de dados de testemunho com dados de afloramento com o objetivo de obter um melhor entendimento da distribuição espacial das propriedades dos reservatórios. Porém, só na década de 70 que se sentiu a necessidade de identificar os principais parâmetros que interferem no comportamento do fluxo e reconhecer as diferentes escalas de heterogeneidades. Dentre as diversas classificações existentes destaca-se a de Pettijohn *et al.* (1973) dividindo-as de acordo com a escala de ocorrência (Figura 2-1). Esta classificação distribui as heterogeneidades desde a escala de quilômetros (gigaescala), mais a megaescala (reservatório), de macroescala (fácies de reservatório, de mesoescala (arcabouço estrutural e textural das rochas) chegando finalmente na microescala (arranjo mineralógico).

Na década de 80, os principais trabalhos apresentavam modelos com ênfase na geometria dos corpos arenosos considerados como reservatórios potenciais conhecidos como do tipo exploratórios (Finley & Tyler, 1986, 1991). Destacam-se os trabalhos de Galloway (1986), Tyler & Welsink (1986), Krause *et al.* (1987), Rojas (1987), Alsharhan (1987), Mial (1988) e Luthi & Banavar (1988).

Na década de 90, devido à necessidade de se classificar e quantificar os diferentes níveis de heterogeneidades e a importância de uma modelagem geológica compatível com a simulação numérica de reservatórios foi publicado diversos trabalhos destacando-se os seguintes clássicos de van de Graaf & Ealey (1989), Slatt & Hopkins (1990) e Weber & van Geuns (1990).

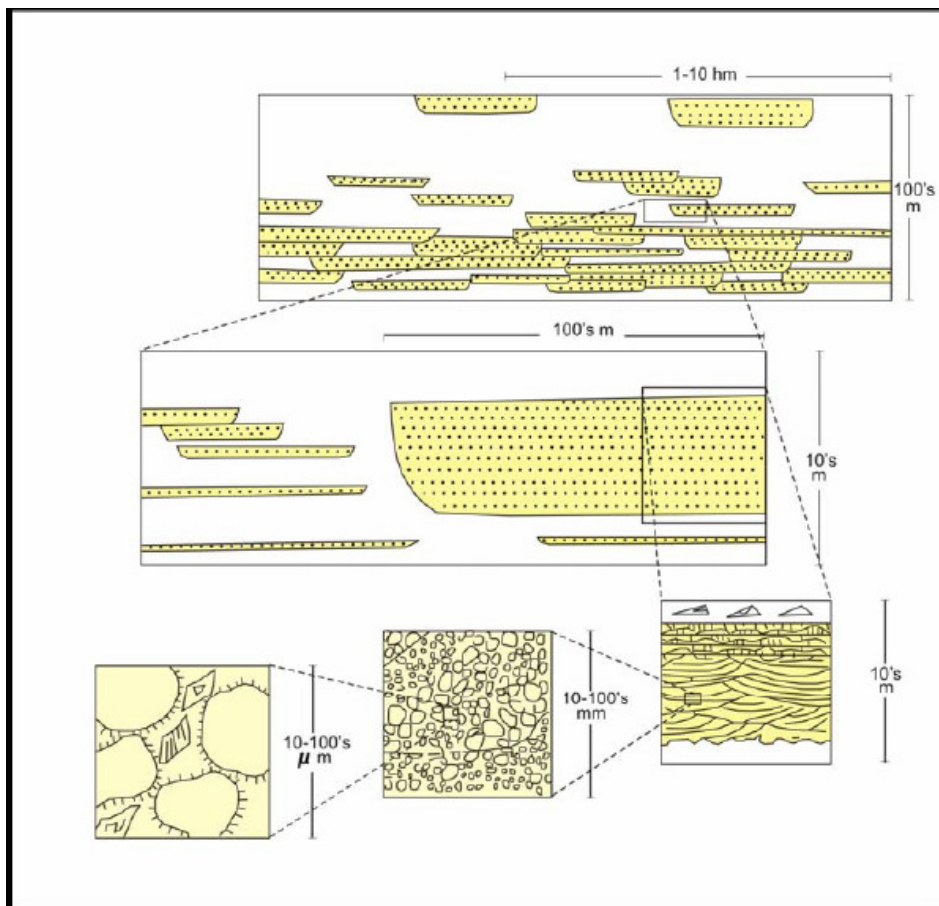


Figura 2-1 - Classificação das heterogeneidades segundo a escala de observação (modificado de Pettijohn *et al.* 1973).

Lê Blanc (1977) estabelece critérios para identificar diferentes tipos de arenitos em subsuperfície e uma classificação genética dos ambientes deposicionais terrígenos, a partir de diversos estudos do Recente. O principal objetivo deste trabalho foi fornecer elementos que permitissem reconhecer e prever a distribuição e continuidade de reservatórios arenosos, utilizando dados de poços. Propondo que os estudos de reservatórios de hidrocarbonetos fossem baseados na correlação entre corpos de arenito geneticamente relacionados, e também salienta que o contato entre arenitos de diferentes ambientes poderia atuar como barreira ao fluxo de hidrocarbonetos. Portanto, o zoneamento dos reservatórios, em qual se baseava os projetos de produção e injeção, deveria refletir as características genéticas dos diferentes corpos arenosos.

Sneider (1977) a partir dos estudos de Lê Blanc (1977), define uma unidade genética composta de arenito como... "um corpo arenoso depositado durante uma única ocorrência de um determinado processo deposicional" e uma unidade arenosa ampliada como.. "um corpo arenoso agradacional constituído de arenitos superpostos, depositados durante a recorrência de um determinado processo deposicional".

Walker (1984) pressupõe a utilização de um modelo definido como um sumário geral das características de um ambiente sedimentar específico que possibilita uma predição razoável em uma área pequena. Estudos de caracterização de reservatórios dependem do reconhecimento de unidades genéticas deposicionais e um bom entendimento das heterogeneidades presentes e suas magnitudes, o que permite inferir a continuidade do reservatório e os padrões de fluxo a ele relacionados.

Weber (1986) afirma que a modelagem deve representar as principais heterogeneidades identificadas e está relacionada aos objetivos da caracterização do reservatório (simulação de fluxo ou locação de poços para adensamento de malha, por exemplo). Relata também a influência dos dados disponíveis sobre a qualidade do modelo obtido, inclusive a importância do espaçamento entre os poços, em função da geometria das unidades genéticas.

Finley e Tyler (1991) definem basicamente três conceitos na análise de um reservatório: a arquitetura do reservatório, escalas e estilos de heterogeneidades e unidades de fluxo. A arquitetura do reservatório é definida pelos parâmetros dimensões, orientação e relação mútua entre as fácies deposicionais e diagenéticas. Resultante da acumulação dos sedimentos e controla a distribuição de fluidos e a produção de hidrocarbonetos em um reservatório. A arquitetura externa, descrita pelos primeiros modelos de fácies, define variações sub-regionais ou de campo (heterogeneidade megascópica). A arquitetura interna, descrita pela segunda geração de modelos de fácies, define variabilidades internas interrelacionadas do reservatório (heterogeneidade macroscópica), numa escala poço a poço.

Segundo Bryant e Flint (1993), a modelagem de reservatórios baseia-se em conceitos estratigráficos e no contexto de bacias deposicionais. A metodologia para a modelagem de reservatórios clásticos envolve:

- a definição do espaço ocupado pelo intervalo estratigráfico contendo o reservatório,
- o reconhecimento das unidades geológicas dentro desse espaço,
- a identificação da geometria dessas unidades,
- o arranjo ou arquitetura dessas unidades dentro do espaço definido.

O espaço ocupado pelo reservatório é dado pela sísmica e correlação de poços, integrando feições regionais (marcos sísmicos) com feições locais (marcos elétricos e radioativos de perfis). O reconhecimento das unidades compreende a classificação em fácies genéticas e a identificação de folhelhos contínuos e estocásticos.

Moraes *et al.* (2000), baseado em estudos recentes que permitem distinguir três tipos fisiográficos básicos em sistemas de águas profundas e associá-los aos três tipos mais comuns de arranjos arquiteturais (Figura 2-2):

- Sistema de canais discretos e *levees* (complexos de canais discretos),
- Planícies de canais entrelaçados (complexo de canais amalgamados),
- Lobos deposicionais (complexos de canais distributários e lobos).

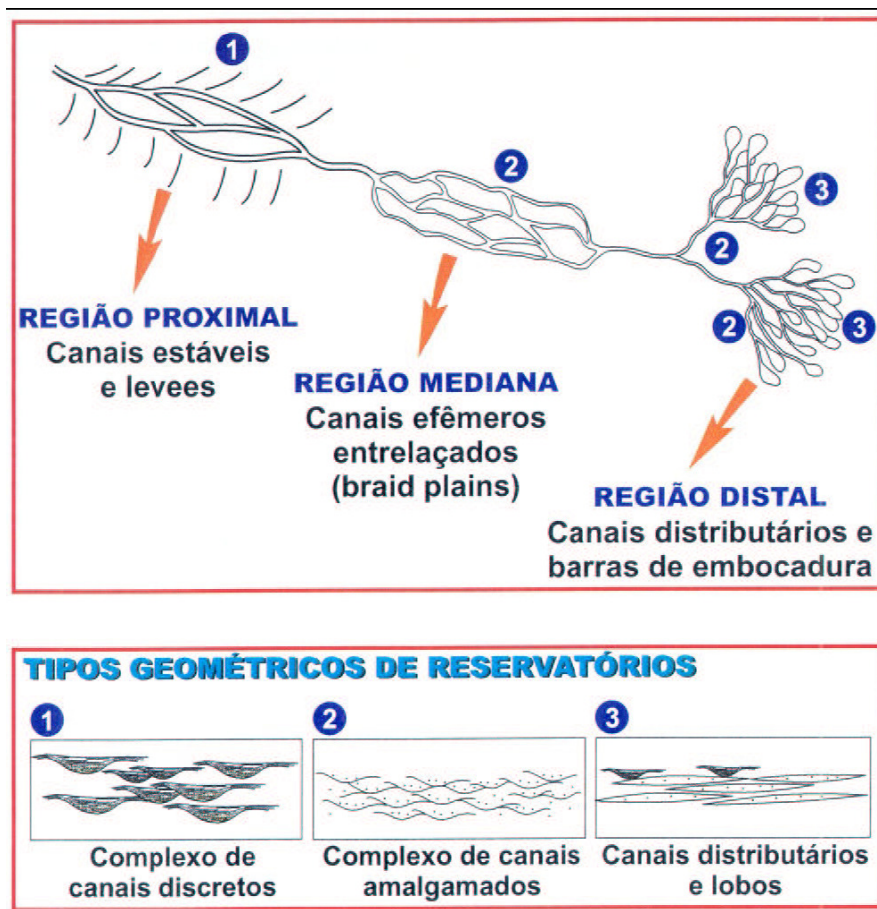


Figura 2-2 - Padrões fisiográficos básicos comumente observados em sistemas recentes e sua possível relação com diferentes tipos de geometria de reservatórios (modificado de Moraes *et al.*, 2000).

2.2.2 Modelos Turbidíticos

Com a intensa atividade petrolífera desenvolvida pela Petrobras, vários trabalhos já foram realizados objetivando o entendimento desse tipo de sistema deposicional localizado preferencialmente nas bacias marginais brasileiras.

Na década de 70, destaca-se o trabalho de Asmus e Ponte (1973), onde foram identificados quatro eventos tectônicos nas bacias marginais brasileiras: pré-rifte, rifte, proto-oceano e margem continental. Outros trabalhos considerados relevantes sobre as

bacias marginais brasileiras foram fornecidos por Ponte e Asmus (1978), Ponte *et al.* (1980), Ojeda (1982), Bruhn *et al.* (1988), Chang *et al.* (1988, 1992), Bruhn (1990), Guardado *et al.* (1990) e Figueiredo *et al.* (1994).

Inicialmente, o termo correntes de turbidez foi utilizado por Forel (1885) para explicar a entrada das águas do Rio Rhone no Lago Geneva. Daly (1936) emprega pela primeira vez o conceito de correntes de turbidez para explicar a gênese de *canyons* submarinos, mais tarde apoiado por Kuenen (1937, 1950) que estuda o mecanismo das correntes de turbidez experimentalmente e as relaciona à erosão de *canyons* submarinos.

Sanders (1965) e Mutti *et al.* (1999) definem que os depósitos turbidíticos são os depósitos resultantes das correntes de turbidez, um tipo de fluxo gravitacional bipartido, composto por uma camada basal granular, que flui devido à sobrepressão de poros e a condições inerciais, sobre a qual se desenvolve uma camada superior mais diluída, totalmente turbulenta, que eventualmente retrabalha e ultrapassa o depósito final da camada inercial.

Middleton & Hampton (1973), Lowe (1979, 1982) e Mutti (1992) mostraram que as correntes de turbidez representam os membros finais de um amplo espectro de processos de transporte e deposição, composto pelos fluxos de detritos, fluxos granulares, fluxos fluidizados e fluxos turbulentos densos, e que um grande número de fácies é gerado de acordo com a importância relativa de cada um desses processos ou de seu modo de encadeamento. Através da abordagem metodológica de Mutti (1992), com a construção dos tratos de fácies, os quais relacionam as fácies proximais, medianas e distais de um sistema. São esses tratos de fácies, que caracterizam os diferentes elementos deposicionais de um sistema turbidítico, que controlarão as características permoporosas primárias dos reservatórios.

Normalmente, os reservatórios de sistemas turbidíticos apresentam a diminuição da espessura das camadas, da razão arenito/folhelho, tamanho de grão, permoporosidade e da conseqüente interconexão vertical numa direção corrente abaixo, saindo do contexto mais energético e erosivo da região dos canais, passando pelos lobos e chegando até a região

dominantemente pelítica, conforme representado na Figura 2-3. Os lobos se caracterizam por corpos de arenitos tabulares e muito extensos, com boa a moderada seleção, normalmente apresentam as melhores condições globais de reservatório dentro de um sistema. A continuidade lateral é excelente na região dos lobos.

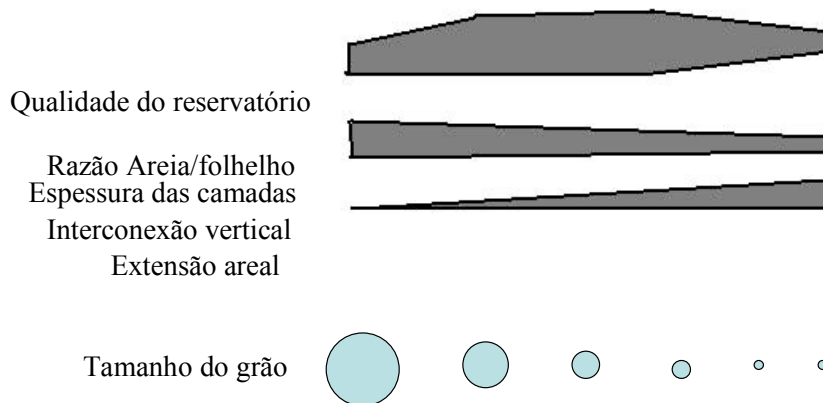


Figura 2-3 - Qualidade de reservatório em uma seção ideal de um sistema turbidítico. Modelo baseado em Mutti(1992) e Mutti *et al.*(1999).

A escolha dos melhores pontos para a perfuração de poços nas fases de exploração do petróleo e desenvolvimento da produção deve considerar essa generalização para a qualidade dos reservatórios turbidíticos, que permite uma boa avaliação dos riscos envolvidos no fator reservatório quando da perfuração de um poço exploratório.

Pettijohn (1975) descreve camadas gradacionais, uma feição típica de depósitos turbidíticos, são “unidades sedimentares marcadas por uma gradação no tamanho dos grãos, de grosso a fino, no sentido ascendente, da base para o topo”. São depositadas por correntes cuja aceleração é decrescente, produzindo depósitos com espessura centimétrica a métrica. Geralmente as camadas gradacionais são constituídas de arenito. A espessura dessas camadas geralmente apresenta distribuição lognormal e pode ser resultante de um ou mais eventos deposicionais empilhados.

Bruhn (1993), após estudo detalhado nos Campos de Carapeba e Pargo (Bacia de Campos) e Lagoa Parda (Bacia do Espírito Santo), propôs um modelo de distribuição espacial e temporal para a sedimentação turbidítica da megasseqüência transgressiva da margem leste brasileira, típica de bacias de margem passiva imaturas. Na modelagem desses canais foram considerados os seguintes problemas: tipo de bacia e área fonte, estágio de desenvolvimento e escala de observação. A geometria dos reservatórios baseia-se nas dimensões dos corpos e no tipo de empilhamento dos canais, o qual determina a continuidade lateral e conectividade vertical dos corpos arenosos. A primeira é dada pela razão largura/espessura e a segunda é uma estimativa da fração do perímetro de um canal que está em contato com elemento semelhante. A correlação entre espessura e largura aproxima-se de uma distribuição lognormal e os canais de sedimentos antigos tendem a apresentar dimensões menores que os atuais, mas com razão arenito/folhelho semelhantes. Canais com alta razão arenito/folhelho apresentam alto grau de migração lateral e com baixa razão arenito/folhelho, alto grau de agradação vertical. Canais pouco confinados apresentam grande interconectividade.

Romeu *et al.* (2005) construíram modelos de fluxo de reservatórios a partir de um modelo funcional e da representação do mesmo. Enquanto o modelo funcional consiste de equações diferenciais e de métodos numéricos para solucionar o problema. O modelo de representação descreve matematicamente um determinado reservatório (rocha e fluido) pelos coeficientes de uma variável espacial, condições de limites externos e pelas condições iniciais. Portanto, a representação de um reservatório faz a ponte entre a caracterização e a simulação de fluxo. Este trabalho relata cinco aspectos que na prática auxiliam na representação de um reservatório para simulação de fluxo dentro de um contexto industrial. Inclui várias considerações sobre definição de malha, heterogeneidades críticas em reservatórios turbidíticos, efeito da transmissibilidade devido às falhas, incorporação do arquivo de produção dentro do modelo de fluxo e a documentação.

Como heterogeneidades críticas são as feições geológicas que realmente influenciam no comportamento do fluxo. O relativo efeito é avaliado por meio de uma análise de sensibilidade. A estratégia é construir modelos geológicos digitais em escala fina, baseado

em modelos conceituais existentes e sustentado pelo extenso arquivo de dados e estudo de campo. Distinguem três tipos distintos de estilos deposicionais, os complexos de canais discretos, complexos de canais complexos e distributários amalgamados e complexo de lobos. Com uma simulação não condicional e o método booleano são gerados oito modelos sintéticos, como dados de entrada são utilizados a geometria dos corpos de areia e uma curva de proporção vertical. O exemplo dos modelos sintéticos elaborados pode ser observado na Figura 2-4, a razão reservatório/não reservatório ou *Net to Gross* pode influenciar no volume poroso assim como ter um impacto direto na transmissibilidade horizontal e vertical do reservatório.

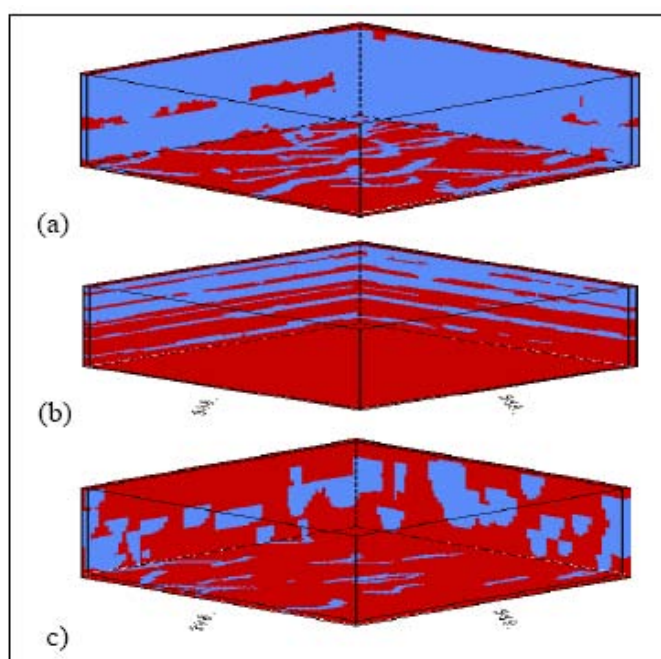


Figura 2-4 - Modelos propostos com variação na razão *Net to Gross*.
a- canais amalgamados com alto NTG, b- lobos com baixo NTG, c- canais discretos com baixo NTG (modificado de Romeu *et al.*, 2005).

D'Ávila (2003) estabelece a classificação de que os depósitos resultantes da porção granular da corrente de turbidez são conglomerados, arenitos conglomeráticos e fácies arenosa mais grossa. Nas porções mais distais, resultando de fluxos totalmente turbulentos

de baixa densidade, os depósitos variam desde arenitos grossos na base gradando para siltitos e argilitos no topo.

Segundo Bruhn (1998) o estudo sobre os principais depósitos sedimentares revela a existência de diferentes tipos e classificados principalmente quanto ao tamanho dos grãos, razão areia-folhelho, geometria externa e processo deposicional, representado na Tabela 2-1.

As feições dos corpos turbidíticos podem ser observadas em diversas escalas, desde afloramentos até dados de testemunhos, e também pelas curvas de perfis elétricos e radioativos. Os principais depósitos sedimentares classificados por Bruhn (1998) serão apresentados a seguir:

- Complexos de Canais turbidíticos ricos em areia e conglomerados,
- Confinados em calha, Lobos turbidíticos ricos em areia e conglomerados,
- Não confinados, Lobos turbidíticos ricos em areia,
- Lobos turbidíticos ricos em areia e lama.

Tabela 2-1- Características dos mais importantes reservatórios turbidíticos das Bacias Marginais Brasileiras (modificado de Bruhn, 1998).

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 ($\phi=2-32\%$, $k=0.1-1600mD$).

Os depósitos de Complexos de Canais são essencialmente geométricos, podem ser constituídos de diversas fácies desde conglomerados intercalados com folhelhos até arenitos finos a grossos. Conforme pode ser observado na Figura 2-5. Os perfis de gamma ray e potencial espontâneo mostram configurações em “caixote” e feições que denotam que

há uma granodecrescência ascendente e que possibilita interpretar a existência de uma alta relação arenito/folhelho. Os perfis de porosidade densidade e neutrão mostram reservatórios porosos e também com granodecrescência ascendente. Os canais possuem cerca de 10-50m de espessura, 200-2000m de largura e 0.5-10km de comprimento. Estes depósitos turbidíticos possuem porosidades e permeabilidades controladas principalmente pelo tamanho dos grãos e pela seleção variando de 20-31% e de 550-1060 mD, respectivamente.

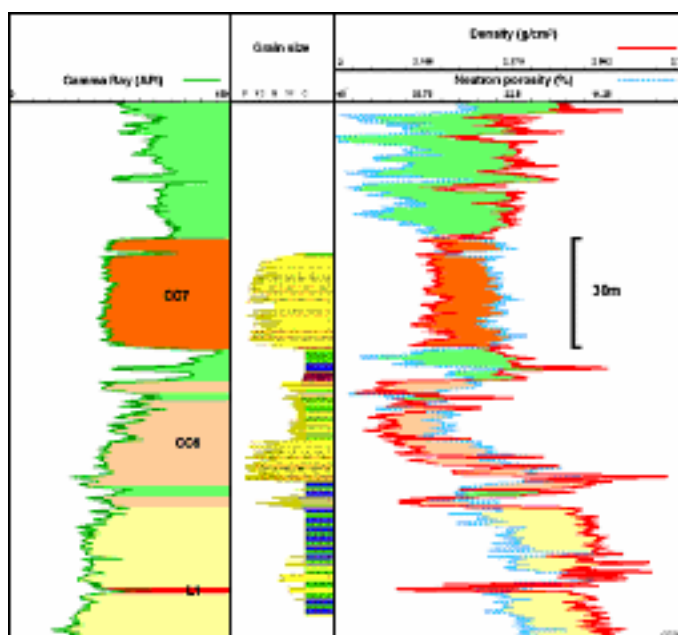


Figura 2-5 - Perfil tipo de poço com reservatórios de Complexos de Canais (modificado de Bruhn,1998).

Os depósitos de Lobos turbidíticos se caracterizam por fácies desde conglomerados até arenitos que variam de grossos a médios, com espessuras que variam de 10-140m de espessura com sucessões que apresentam relação areia/ folhelho de 10/1. Estas associações compreendem 1-12 km de largura e de 3-20 km de comprimento. Pelos perfis gamma Ray são mostrados valores uniformes e evidenciando um típico “caixote”. O perfil de densidade se mostra bem sensível a variações dos tamanhos dos grãos e seleção, sendo normalmente turbiditos de grãos grossos e pobremente selecionados, conforme Figura 2-6. As medidas de porosidade e permeabilidades variam normalmente de 15-20% e 100-800 mD nos conglomerados e arenitos granulares, de 18-22% e 300-1000 mD em arenitos muito

grossos, de 19-23% e 100-900 mD em arenitos grossos 20-25% e 100-900 mD em arenitos médios.

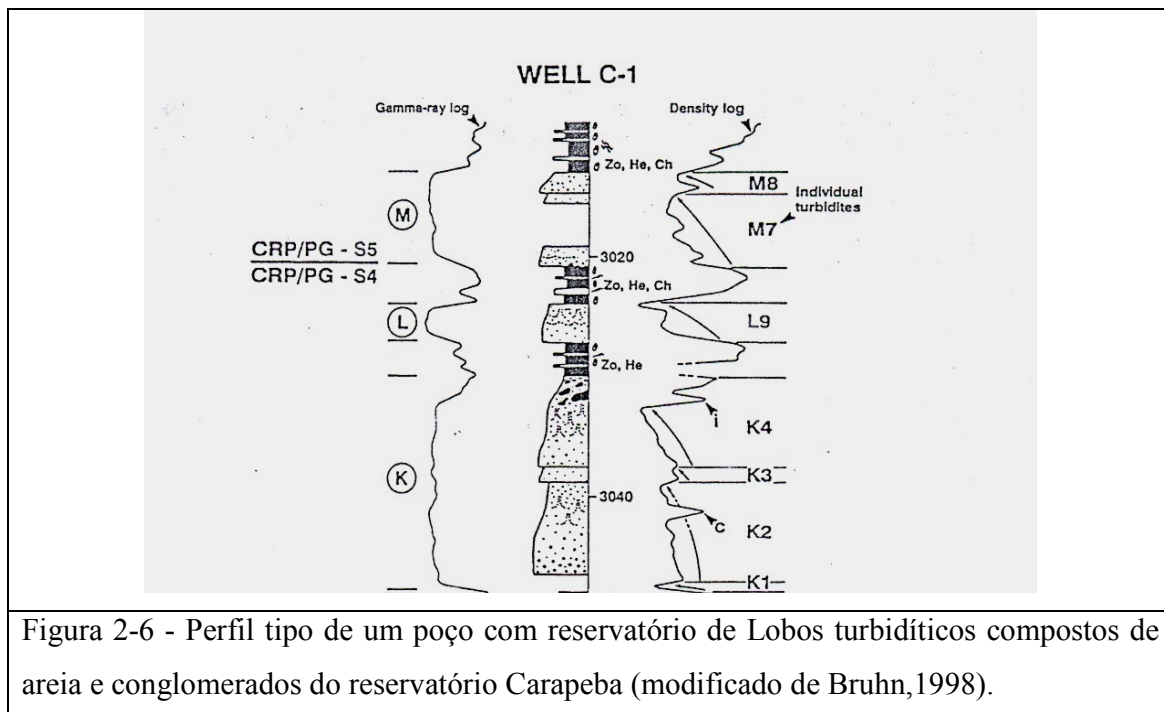


Figura 2-6 - Perfil tipo de um poço com reservatório de Lobos turbidíticos compostos de areia e conglomerados do reservatório Carapeba (modificado de Bruhn,1998).

Os depósitos não confinados associados a Lobos ricos em areia apresentam fácies que variam basicamente de arenitos grossos a finos chegando às vezes a muito finos. Com espessuras que variam desde 5-60m, variando de 1 a 8 km de largura e os lobos variam de 2 a 12 km de comprimento. Com o processo de amalgamação de vários lobos a espessura do reservatório pode chegar a 125 km. Nesses corpos os perfis de Raios-gama mostram “caixotes” que representam certa homogeneidade do reservatório com baixa matriz argilosa, como pode ser observado na Figura 2-7. Os perfis de porosidade exibem um aumento na porosidade para o topo com grãos mais finos e bem selecionados. As porosidades e permeabilidades são relativamente homogêneas com média variando de 27-30% e de 1000-2000 mD, respectivamente.

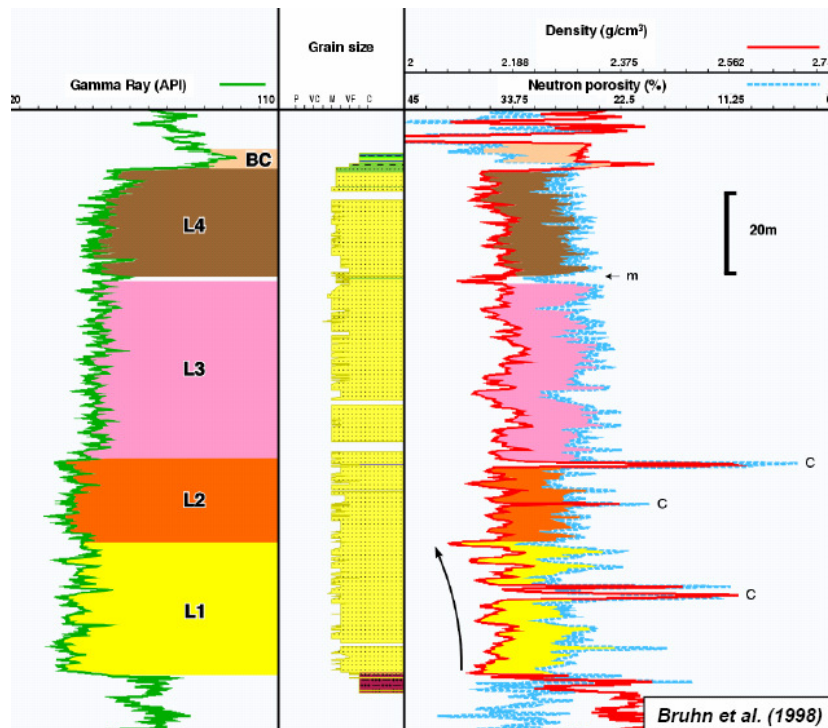


Figura 2-7 - Perfil tipo de um poço com reservatórios com Lobos turbidíticos ricos em areia (modificado de Bruhn, 1998).

Os Lobos turbidíticos ricos em areia e argila são compostos basicamente por fácies de arenitos finos a muito finos, pobremente selecionados e contém de 3-20% de silte 1-6% de argila. O conteúdo de matriz normalmente excede a 20% enquanto o de intraclastos é um

pouco mais de 50%. Os arenitos possuem normalmente 2-20m de espessura, 1-20 km de largura e com lobos que variam de 2-20 km de comprimento. As porosidades e permeabilidades medidas em testemunhos variam de 20-32% e <0.1-1600 mD, respectivamente. Os perfis dos poços exibem um gamma ray e o potencial espontâneo serrilhado e também em “caixote”, como evidência da presença da relação areia/argila podendo ser observado na Figura 2-8. Os perfis sônico, densidade e neutrão podem ser fortemente influenciados pelo tamanho do grão e seleção e pela cimentação de calcita.

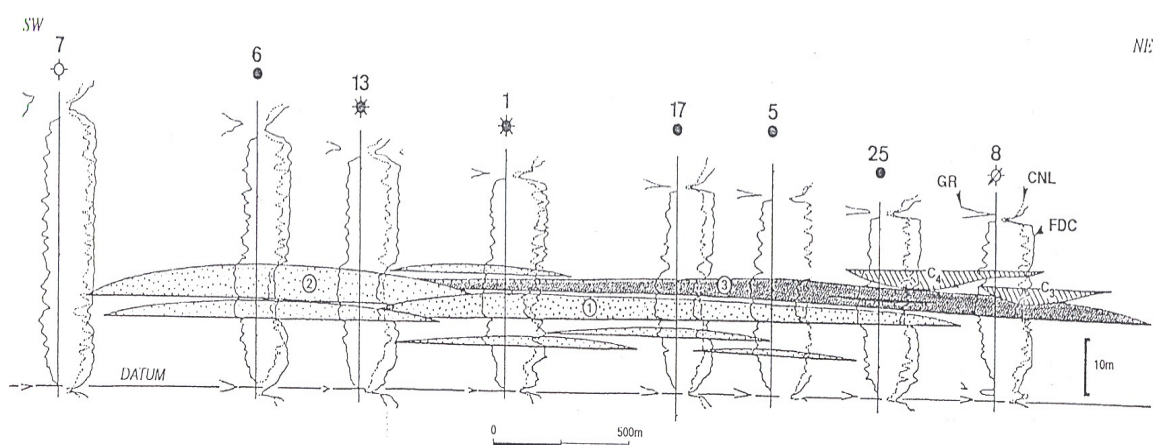


Figura 2-8 - Seção geológica mostrando reservatórios de Lobos turbidíticos ricos em areia e lama. Seção construída com perfis raios-gama(GR), densidade(FDC) e neutrão(CNL), modificado de Bruhn,1998.

Johnson *et al.*(2001) estudaram os afloramentos do sistema turbidítico da área de Tanqua na Bacia de Karoo, na África do Sul. Com o aumento da exploração e exploração no mundo inteiro deste tipo de depósito petrolífero portanto há maior necessidade da entendimento e interpretação da seqüência estratigráfica, geometria e anatomia desses corpos sedimentares. As exposições destes tipos rochosos e perfilagens permitiram classificar separadamente as associações de litofácies dos arranjos geométricos destas fácies.

A reconstrução da distribuição do preenchimento da bacia e dos leques indica uma tendência progracional em uma sucessão grossa de mais de 450m, desde o sistema distal da bacia, passando por um sistema de leques até um sistema de leque mais inclinado. As associações de fácies incluem argilito basal e o turbidito distal siliciclásticas/argilitos e uma associação de arenitos finos, incluindo depósitos de baixa e alta densidade de correntes turbidíticas proporcionalmente coexistem em menor quantidade com depósitos de detritos. Os elementos arquiteturais incluem camadas amalgamadas e canais. Cada leque, de um total de cinco, é interpretado como um intervalo de baixa frequência do trato de sistema de mar baixo com a presença de folhelhos entre os leques, representam os intervalos transgressivos do trato de sistema de mar alto. Todas as distribuições internas mostram a complexidade dos leques mas exibem uma estratigrafia interna de alta frequência com zonas de leques largos de relativa ausência de sedimentação. Estas zonas são interpretadas como intervalos transgressivos e do trato de sistema de mar alto de uma ordem mais elevada. Os pacotes arenosos de granulometria fina entre estes intervalos são interpretados como intervalos de alta frequência do trato de sistema de mar baixo e exibem predominantemente pacotes progracionais. As seqüências de alta frequência representam o mecanismo dominante do crescimento ativo do leque no sistema de depósito de água profunda da área de Tanqua Karoo.

Os limites de seqüências são interpretados na base dos cinco leques. As seqüências de alta frequência definem unidades de fluxo para simulação do reservatório e barreiras de permeabilidade vertical mapeáveis deterministicamente. As variações de espessura de areia são complexas e mapeadas devem ser facilitadas pela combinação de dados sísmicos, perfis de poços e testes de produção em áreas de subsuperfície e um conhecimento da distribuição estatística dos elementos arquiteturais e tamanho com base em estudos análogos.

Mulder e Alexander (2001) analisaram natureza do fluxo sedimentar dos depósitos turbidíticos e que devido à complexidade do fluxo e da larga variedade dos processos deposicionais no meio subaquoso, ainda combinado com a deformação pós-deposicional da consolidação frequentemente dificulta interpretar as características do fluxo original do

registro sedimentar. Isto conduziu à confusão considerável da nomenclatura na literatura. Neste trabalho, propõem a classificação simplificada com base na coesividade das partículas, duração do fluxo, concentração de sedimentos e em mecanismos físicos do suporte dos grãos.

Os fluxos coesivos são diferenciados de todos os outros devido à presença de lama e é resistente a penetração de água são referenciados como fluxos de detritos e fluxos de lama definidos com base no tamanho dos sedimentos são subdivididos em fluxos de lama ricos em silte e argila. Os fluxos não coesivos ou friccionais são subdivididos em três tipos: fluxo de densidade hiperconcentrada, fluxo de densidade concentrada e fluxos turbidíticos estes são subdivididos pela duração em *surge*, *surge-like* e *quasi-steady*. Quando se aplica qualquer classificação de densidade de fluxo sedimentar que a transformação de fluxos é comum tanto no tempo quanto no espaço.

Moraes *et al.* (2006) integram dados observados em subsuperfície com dados de sistemas análogos recentes e dados de afloramentos da Formação Brushy Canyon, nos Estados Unidos. Classificando os reservatórios de águas profundas em três tipos básicos Figura 2-9, segundo padrões de geometria e arquitetura denominados:

- complexos de canais discretos,
- complexos de canais amalgamados,
- complexos de canais distributários e lobos.

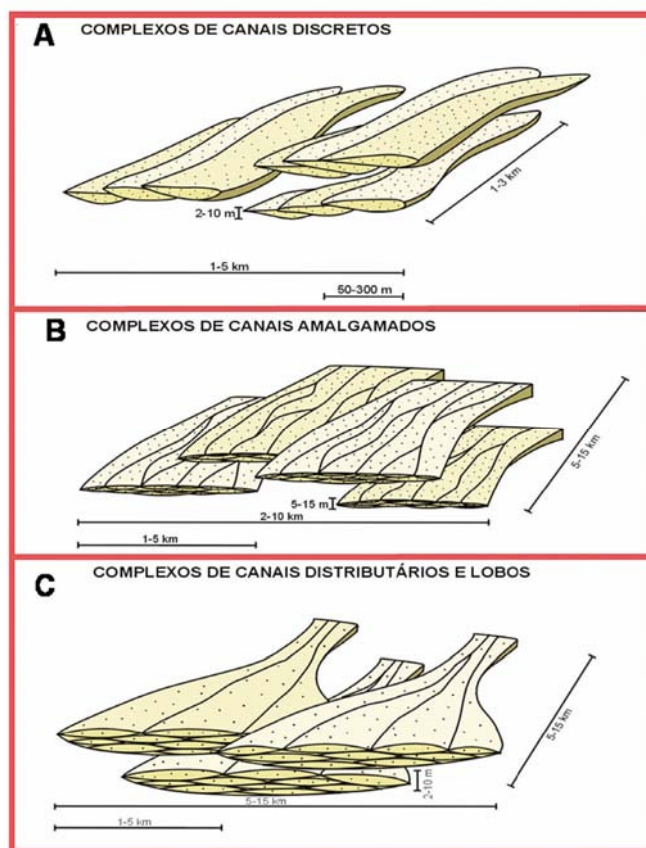


Figura 2-9 - Tipos de reservatórios de águas profundas classificados segundo padrões básicos de geometria e arquitetura (Moraes *et al.*,2006).

Segundo os autores esta classificação é puramente descritiva buscando salientar os contrastes básicos que diferenciam esses depósitos de águas profundas. Pode-se utilizar os mesmos critérios para caracterização, modelagem e gerenciamento dos reservatórios.

Os complexos de canais discretos representam os corpos de preenchimento de canal espacialmente segregados. Os parâmetros de dimensão, extensão, sinuosidade e o empilhamento dos canais são os mais críticos para o controle das heterogeneidades que influenciam também no escoamento dos fluidos no seu interior. Esses corpos apresentam boa conectividade no espaço tridimensional apesar de parcialmente segregados. A conectividade também depende da proporção arenito/folhelho, portanto reservatórios com

alta proporção de arenitos tendem a apresentar boa conectividade, mesmo em se tratando de canais discretos. O movimento dos fluidos no interior dos corpos rochosos vai ser controlado pela posição e orientação dos eixos dos canais.

Os complexos de canais amalgamados representam os corpos em que o sistema deposicional é dominado por canais relativamente rasos, caracterizados por freqüente migração lateral. Quanto à geometria externa formam extensos corpos de arenitos tabulares ou lobados, mas que se encontram internamente canalizados. O parâmetro mais crítico desse tipo de reservatório é a extensão das barreiras de permeabilidade, pois são responsáveis pelo controle de fluido no interior do reservatório. A distribuição das barreiras de permeabilidade controla principalmente a conectividade vertical (Moraes *et al.*, 2004). Portanto se as barreiras forem freqüentes e apresentarem certa continuidade podem causar importante redução na permeabilidade vertical.

Os complexos de canais distributários e lobos representam a transição canal-lobo. Geometricamente são corpos tabulares com baixa relação entre a espessura e largura dos lobos. São corpos com poucas canalizações e formam lentes muito extensas. Quanto à conectividade, as barreiras de permeabilidade também representam as principais heterogeneidades que controlam o fluxo de reservatório. Nos complexos de lobos a conectividade lateral tende a ser mais alta, com menor anisotropia horizontal. No sentido proximal-distal há maior continuidade das barreiras de permeabilidade. Onde há predominância de canais as barreiras ainda são descontínuas enquanto onde há predominância dos lobos a tendência é ocorrer uma grande redução na permeabilidade vertical.

Moraes *et al.*(2004) realiza a integração das observações sobre os padrões de acunhamentos em subsuperfície e sistemas análogos (principalmente afloramentos) propõe definição de dez tipos principais de acunhamentos em turbiditos conforme apresentado na Figura 2-10.

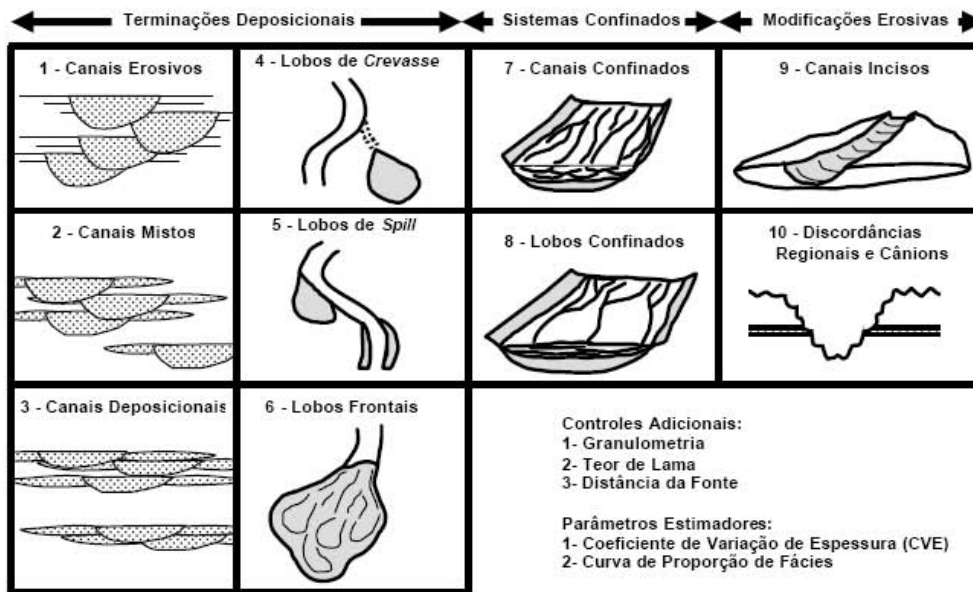


Figura 2-10 - Principais tipos de acunhamentos estratigráficos observados em reservatórios turbidíticos (Moraes, 2004).

Esses diferentes tipos foram agrupados em três conjuntos maiores, incluindo:

- acunhamentos controlados pelo sistema deposicional,
- acunhamentos controlados pela topografia do substrato,
- acunhamentos produzidos por erosão posterior.

Ainda de acordo com a Figura 2-10 a maior parte dos tipos de acunhamento discriminados se refere aos controlados pelo sistema deposicional. Esses diferentes tipos de acunhamentos foram caracterizados por meio da confecção de modelos sedimentológicos conceituais, assim como pela farta documentação de sua expressão em subsuperfície, afloramentos e sistemas recentes. Neste trabalho foi caracterizado o caso de lobos de extravasamento (Tipo 5). Estes elementos se formam quando os canais se tornam insuficientemente rasos para que o material arenoso seja depositado no canal, depositam-se fora dele sem que haja rompimento do mesmo (caso houvesse, seria o Tipo 4 - lobos de rompimento, ou crevasse).

Uma vez estabelecida a relação entre fácies e geometria em afloramentos, onde as variações de fácies podem ser documentadas de forma contínua, tal relação pode também ser investigada em subsuperfície, ao se comparar a morfologia sísmica com as fácies observadas em testemunhos. No caso dos depósitos de extravasamento de um campo na Bacia de Campos, suas fácies foram documentadas nos testemunhos de um poço, conforme Figura 2-11. Ao se observar as fácies registradas nesses testemunhos se verifica a predominância de arenitos muito estratificados, com predomínio de estratificação horizontal e ondulações. O padrão de perfil, predominantemente serrilhado, é consistente com a predominância de depósitos intercalados e estratificados.

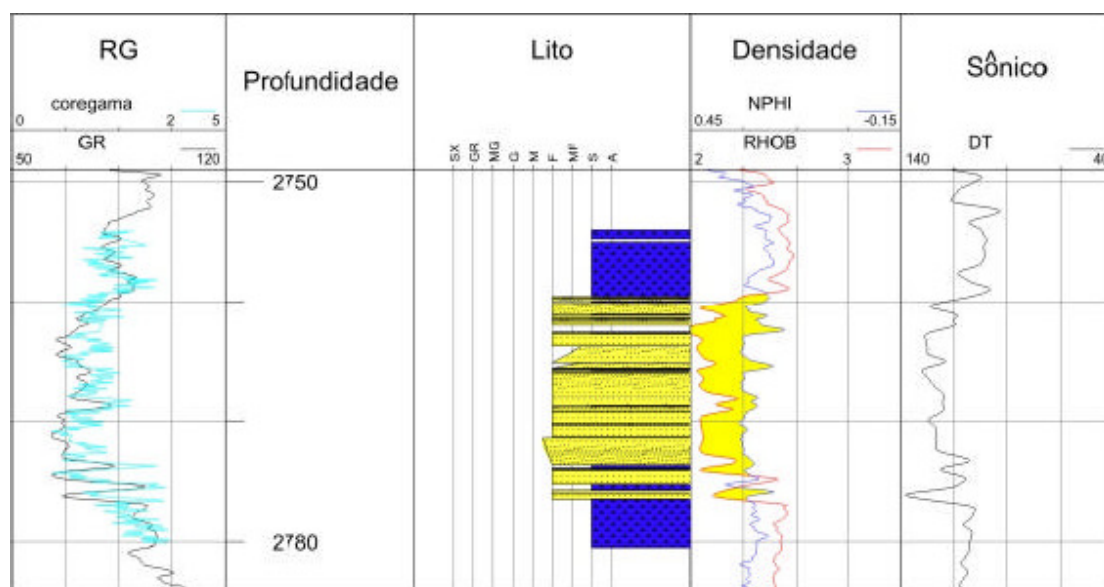


Figura 2-11 - Perfil vertical dos testemunhos de um poço na Bacia de campos. Há o predomínio de fácies estratificadas e o caráter serrilhado dos perfis(Moraes *et al.*, 2004).

Capítulo 3 Modelo Geológico

A análise dos reservatórios de um sistema turbidítico passa pela caracterização de suas fácies constituintes, seus elementos arquiteturais/deposicionais e sua distribuição no espaço. Para isso, inicialmente há o rastreamento dos principais pacotes e visualização de sua geometria deposicional em seções e mapas sísmicos em subsuperfície, sobretudo de levantamentos 3D. No entanto é subamostrado pelos poços perfurados, o que dificulta tanto a correlação rocha-perfil-sísmica quanto à predição da distribuição espacial das fácies-reservatório.

A área em estudo possui reservas descobertas, porém não desenvolvidas, de aproximadamente 23 km². Para subsidiar as tomadas de decisões durante o gerenciamento do campo assim como para a simulação de fluxo, o modelo geológico deve ser robusto, apresentando configurações otimistas e pessimistas para a análise.

3.1 Análise Geológica da Área

A análise geológica está fundamentada na interpretação de dez perfis elétricos e radioativos perfurados na área. O modelo físico em estudo está localizado na Bacia de Campos, a delimitação da área é arbitrária sem honrar limites do tipo estrutural, geológico ou sísmico. O critério utilizado foi o de definir uma área que inclua todos os poços perfurados no campo. A Figura 3-1 representa o mapa de localização de perfuração dos poços, o primeiro poço perfurado e descobridor da área foi o poço A, que está localizado na porção considerada como alto estrutural. Enquanto os poços B, E, F e I servem como delimitadores da área. Os demais poços objetivaram pesquisar e verificar a espessura e a continuidade dos corpos arenosos. Com a interpretação dos dados dos perfis desses poços é

possível inferir a que tipo de sistema deposicional os reservatórios estão associados e entender a distribuição das principais unidades. Os perfis são fundamentais, pois existem em todos os poços e se referem a feições métricas a decamétricas, representam as macro heterogeneidades do reservatório.

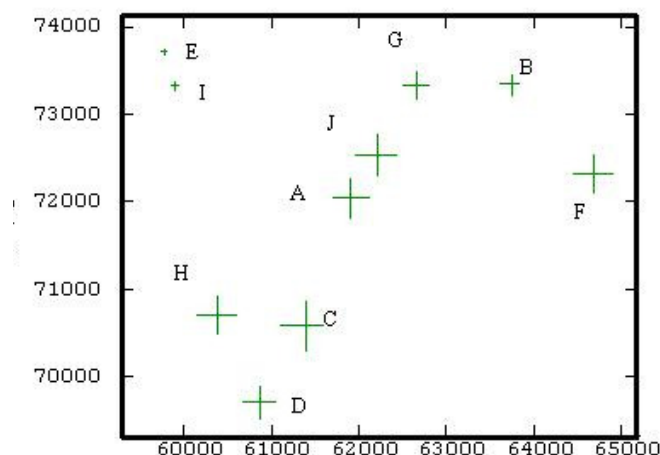


Figura 3-1 - Mapa de localização dos poços perfurados na área.

Os poços estão representados por “cruzes” e o tamanho desses símbolos é proporcional a cota que representa o topo do reservatório, isto é, quanto maior a “cruz”, mais elevado está o topo do reservatório. Portanto nota-se a existência de um alto estrutural na direção SW-NE. A Tabela 3-1 representa o topo e base, em cota do reservatório em cada poço.

Tabela 3-1 - Representação dos dez poços perfurados com as coordenadas e cotas de topo e base do reservatório.

POÇO	X	Y	TOPO	BASE
A	61900	72048	-2275	-2330
B	63745	73345	-2303	-2330
C	61396	70596	-2256	-2307
D	60865	69707	-2285	-2357
E	59782	73725	-2331	-2367
F	64682	72329	-2274	-2289
G	62658	73338	-2295	-2375
H	60388	70713	-2276	-2365
I	59911	73328	-2325	-2373
J	62210	72543	-2271	-2368

Para entendimento da natureza litológica é utilizado perfil Raio-gama (GR) que mede a radioatividade natural das rochas. Geralmente todas as formações geológicas exibem algum tipo de radioatividade natural e que se encontra relacionada com a concentração de Potássio, Tório e Urânio. Normalmente os poços possuem um suíte de perfis considerada como básica, o perfil de GR está geralmente com os perfis de densidade e o neutrão, que juntos auxiliam na interpretação de tipos litológicos, separando arenitos de folhelhos e permitindo a correlação entre os poços. No caso da Bacia de Campos, os arenitos, principais reservatórios, são rochas que possuem alto teor de Potássio, portanto o perfil GR pode apresentar valor elevado para os arenitos.

O poço A, descobridor do campo, possui um reservatório de aproximadamente 55m de espessura, porém, com algumas intercalações de folhelhos conforme mostra a Figura 3-2. Pela análise de perfis, pode ser descrito que os valores registrados pelo perfil GR são muito uniformes, a ferramenta do perfil densidade é muito sensível à variação do tamanho dos grãos e grau de seleção. Nas frações mais grossas dos corpos arenosos estes são pobremente selecionados e com isso mais densos. No perfil, pode ser observado que não há muita variação na leitura do perfil de densidade provavelmente, trata-se de uma litologia com homogeneidade granulométrica e bem selecionada, com porosidade média de 20%. Embora sejam observadas algumas feições do perfil densidade indicando granodecrescência ascendente. Foi calculada a razão *Net to Gross* para este poço de 0.54, que relaciona a proporção existente de arenito com a porção não reservatório, isto significa que quanto maior esta razão maior quantidade de arenito. Em uma análise preliminar este poço descobridor não exhibe grandes corpos de arenitos bem individualizados, são corpos de espessura que variam de 10 a 25m de espessura, com intercalações de folhelhos bem expressivos na base do reservatório.

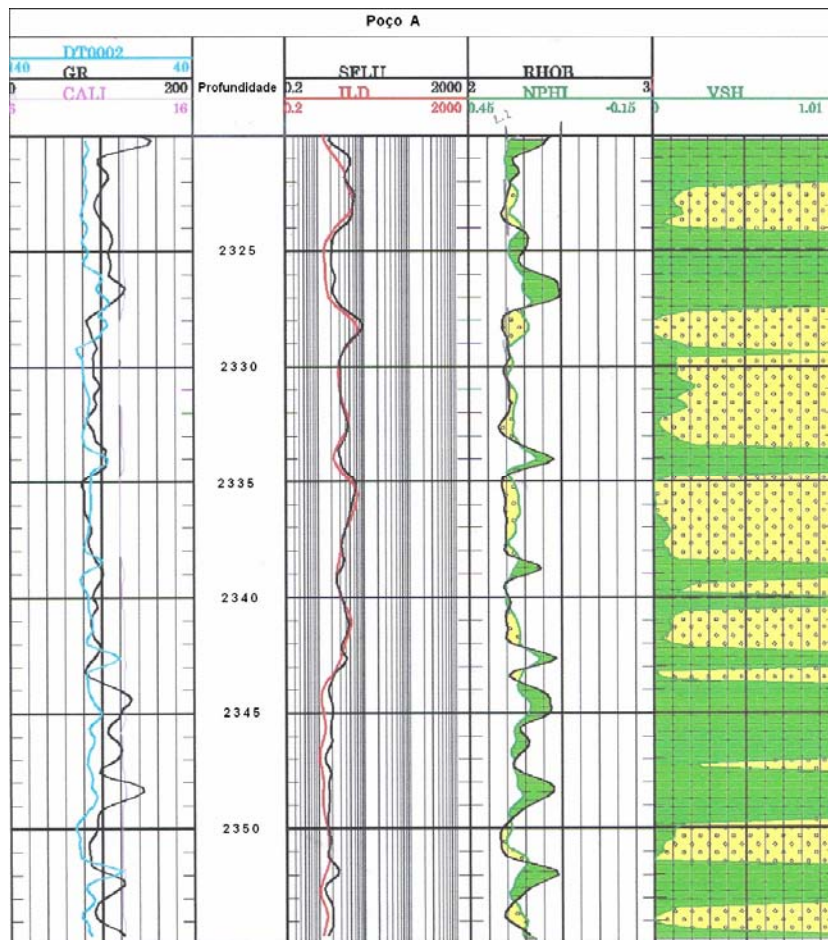


Figura 3-2 - Perfil do poço A. Perfis raios gama (GR), sônico (DT), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Escala vertical 1:200.

Os poços C, D e H são bastante correlacionáveis faciologicamente com o poço descobridor. No entanto, são “pacotes” de arenitos mais individualizados e espessos relacionados a uma área de maior aporte desses sedimentos, com corpos que variam de 5-20 m de espessura e alta razão *Net to Gross* (Figura 3-5). Com corpos de arenitos mais porosos que o poço descobridor, variando entre 20-30%, são reservatórios mais homogêneos e mostram a possibilidade de haver maior conectividade entre as camadas e, portanto maior capacidade de movimentação de fluxo. O perfil Raios-gama registra valores mais baixos indicando reservatórios mais limpos do que o do poço descobridor, isto é, menos argilosos. Nestes poços também se observa intercalações de folhelhos mais na base, aumentando conseqüentemente a existência de barreiras de fluxo para esta porção. Em

todos os poços perfurados na área, se observa o aspecto “serrilhado” do perfil “GR”, indicando variação granulométrica dos corpos de arenitos.

A Tabela 3-2 mostra a espessura total para todos os poços perfurados na área e a razão *Net to Gross* do reservatório. Para classificação em arenitos e folhelhos são usadas as curvas do perfil densidade com o perfil neutrão, e para razão reservatório/não reservatório é dividido a espessura de arenitos pela espessura total do reservatório.

Tabela 3-2 - Representação dos dez poços perfurados com espessura total e a razão *Net to Gross*.

Poços	Arenito	Esp. Total(m)	Razão <i>Net to Gross</i> .
A	29,50	55	0,54
B	12,00	27	0,44
C	46,00	51	0,90
D	66,00	72	0,92
E	34,00	36	0,94
F	6,00	15	0,40
G	39,00	80	0,49
H	74,00	89	0,83
I	48,00	59	0,81
J	63,00	97	0,65

Os poços G, H e J constituem os reservatórios mais espessos da área, mas os poços G e J estão localizados na porção norte do campo e também possuem uma intercalação de folhelho de aproximadamente 25m, constituindo, portanto uma barreira de fluxo com continuidade significativa e caracterizando intervalo com menor taxa de sedimentação. O poço H, com espessura total de 89m e com espessura de arenito de 74m, possui uma relação *Net to Gross* de 0.83, com poucas intercalações de folhelho no topo e maior presença de folhelhos na base (Figura 3-3). O perfil Raios gama possui algumas feições que representam canais individualizados a lobos com granodecrescência para baixo e com alguns valores mais altos do que o do poço descobridor.

Pela descrição e correlação dos poços A, C, D, G, H e J, é provável a existência de uma calha deposicional SW-NE, sendo que os poços G e J possuem um folhelho bem espesso que sugere uma posição mais distal do sistema deposicional.

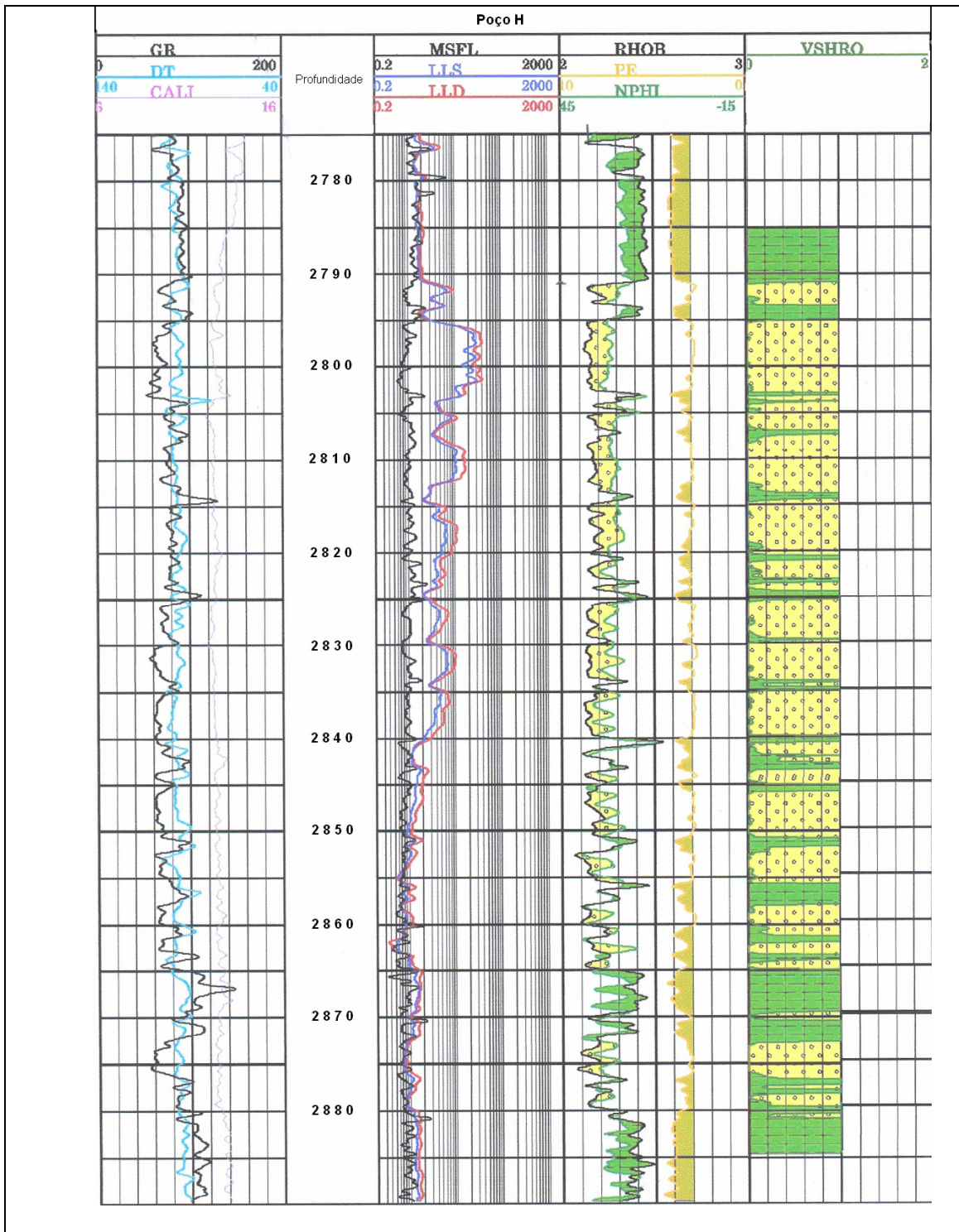


Figura 3-3 - Perfil do poço H. Perfis raios gamma (GR), sônico (DT), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Escala vertical 1:200.

Os poços E e I (Figura 3-4) auxiliam na delimitação a oeste do campo, com espessura média de 40m são os poços mais baixos estruturalmente. Os corpos de arenitos variam de 10-30m de espessura, bem individualizados na porção superior. A porosidade varia de 23-26%, com presença material carbonático, intercalações de folhelho na base e presença de contatos abruptos com as camadas superiores. As feições em caixote do perfil raios gama são o destaque destes dois poços mostrando a presença de corpos bem canalizados e com alta razão reservatório/não reservatório. Acima do topo do reservatório se distinguem zonas de extravasamentos.

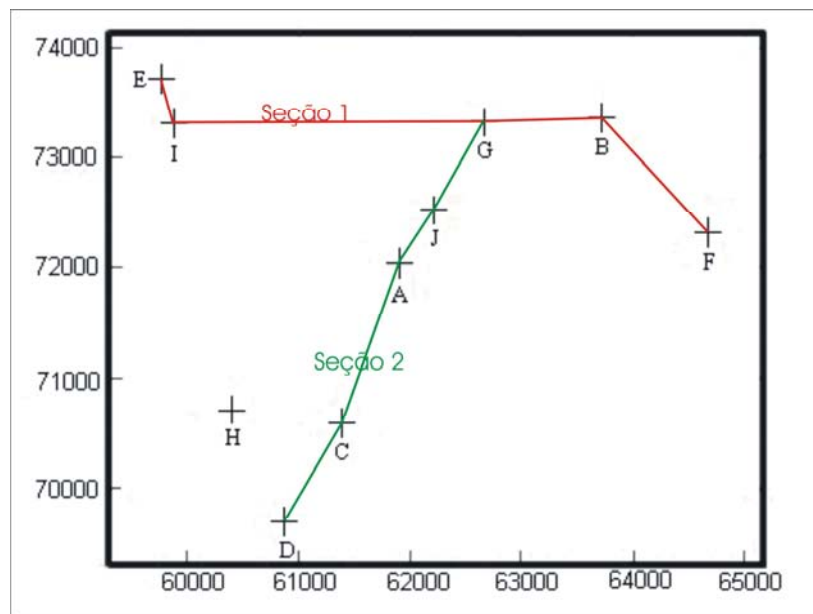
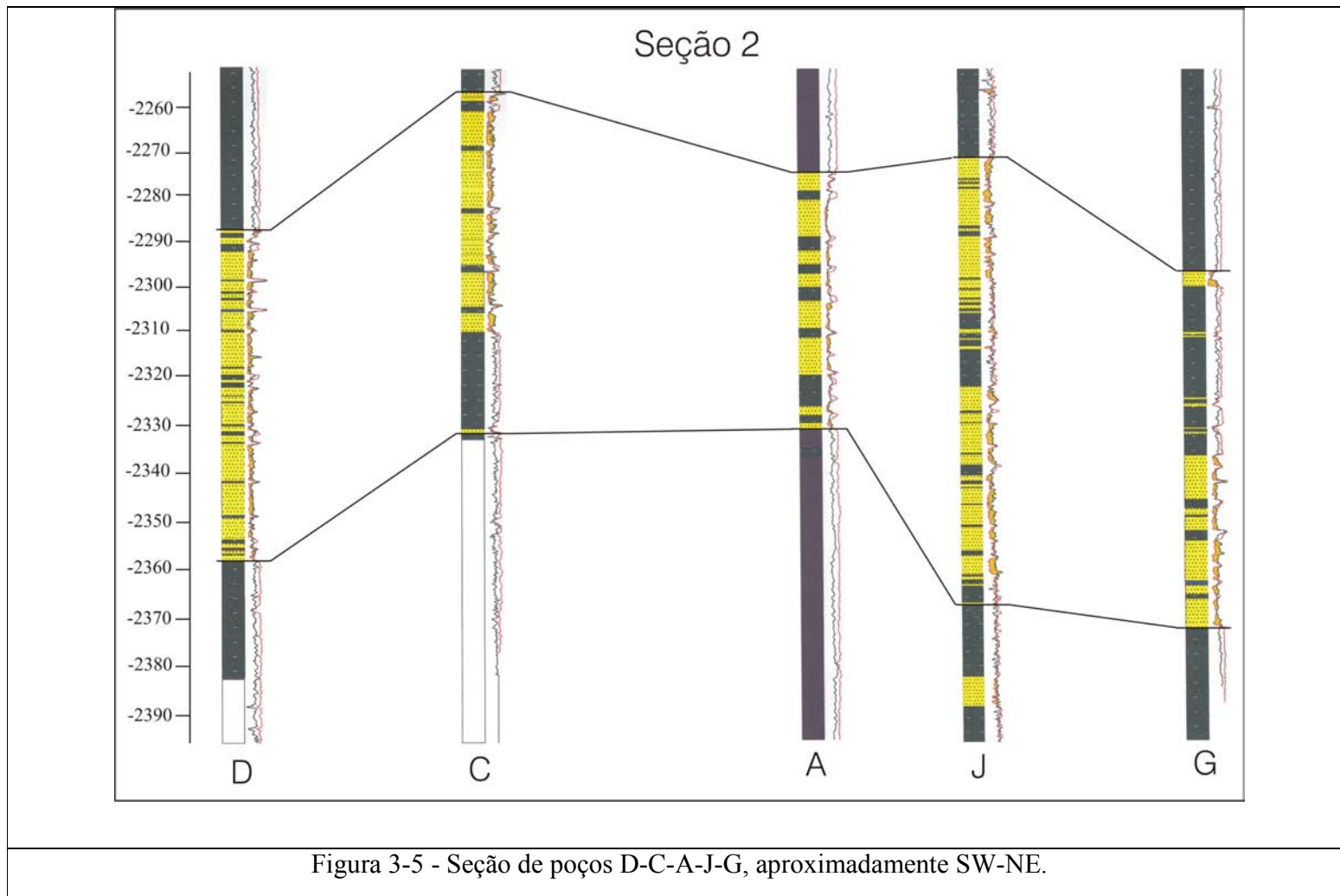


Figura 3-4 – Mapa Base com traçado das seções 1 e 2.

Os poços B e F (Figura 3-4) são os delimitadores do campo a leste, são também chamados de poços de extensão. São os poços com menor espessura de reservatório, com muitas intercalações de folhelho, portanto com baixa razão *Net to Gross*. No topo ocorre pacotes espessos de folhelhos e contato abrupto com as camadas basais, frequentemente trunca a camada sotoposta. A porosidade média é de 26% nos dois poços.

A partir do mapa base com a localização dos poços (Figura 3-4), são elaboradas duas seções, para o entendimento do comportamento estrutural da área uma na direção SW-NE,

seguindo a seqüência D-C-A-J-G (Figura 3-5). Outra seção, aproximadamente E-W, compreende os poços F-B-G-I-E (Figura 3-6). Os limites de topo e base do reservatório foram construídos por meio de livre interpretação.



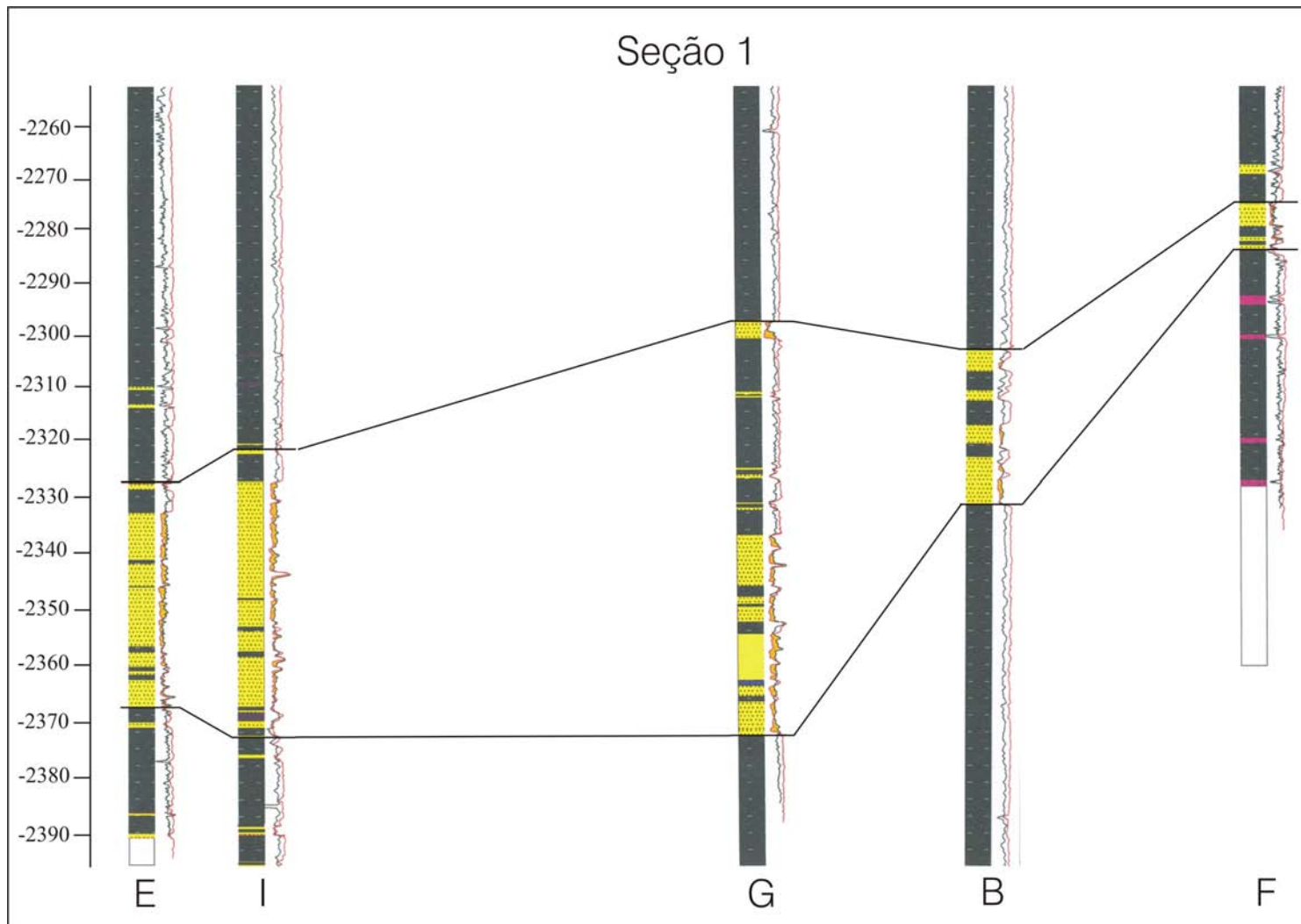


Figura 3-6 - Seção de poços E-I-G-B-F, aproximadamente W-E.

De acordo com o modelo proposto por Bruhn (1998) para classificação de turbiditos, que ocorrem nas bacias marginais brasileiras, é possível estabelecer algumas associações dos depósitos estudados. Os poços A, C, D, H estão associados a um sistema rico em areia com alguma alternância de finos (folhelhos) provavelmente ocupam a porção mais proximal do sistema. Os poços E e I estão associados a um sistema ricos em areias embora situados em uma área mais baixa estruturalmente com intercalações de folhelhos na base. Enquanto os poços G e J, embora mais espessos, mostram a existência de folhelhos de aproximadamente 25m, então com maior sedimentação de finos e, portanto situados em porção distal dentro do sistema deposicional.

Portanto, pela descrição das feições dos perfis, espessura do reservatório e relação arenito/folhelho, existe variação, no sentido SW-NE, desde depósitos mais ricos em areia até depósitos ricos em areia e folhelhos. Com base nos dados apresentados é possível inferir para esses depósitos um sistema de Canais que se alternam com Lobos turbidíticos cortados por canais ricos em areia nas porções proximais e intercalações de folhelhos na região distal da área.

Pelo proposto por Moraes *et al.*(2006), os dados interpretados de geologia se assemelham aos lobos cortados por canais, principalmente nos poços a sul da área. Neste caso, há maior conectividade lateral entre os corpos para as regiões onde os lobos são mais cortados por canais. Na porção distal há maior continuidade das barreiras de permeabilidade, sendo essas os principais controladores de fluxo do reservatório. Nas áreas onde há predominância de canais, as barreiras são descontínuas, enquanto onde há predominância dos lobos a tendência é ocorrer grande redução na permeabilidade vertical.

3.2. Análise Petrofísica

Para caracterização de reservatórios, faz-se necessário um conhecimento das características de porosidade e a natureza litológica associada. A determinação deste atributo pode ser feita em laboratório, através de uma série de procedimentos controlados, ou diretamente no campo utilizando-se ferramentas de perfilagem. Nesta seção será

mostrado o princípio de funcionamento dos principais perfis utilizados neste trabalho. E também quais as incertezas desse método para cálculo de porosidade e saturação de fluidos.

A porosidade indica o volume útil da rocha reservatório, ou seja, o volume que efetivamente pode conter hidrocarbonetos a serem explorados. Uma formação de grandes dimensões, porém baixa porosidade dificilmente representará uma boa rocha reservatório.

A porosidade pode ser formada durante a deposição (porosidade primária ou intergranular) ou durante a diagênese, devido a processos pós-deposicionais constituindo assim o que se chama porosidade secundária. Outra diferenciação na porosidade se faz entre a porosidade total e a efetiva. A porosidade total contabiliza o volume total de poros na formação enquanto a porosidade efetiva descarta o volume dos poros desconectados. Desta forma, a porosidade que interessa nos cálculos de reserva é a efetiva, uma vez que os poros fechados dificilmente conterão óleo e, mesmo que tenham, este óleo estará aprisionado nestes poros, portanto sem haver recuperação.

O volume poroso na rocha pode estar ocupado por água, óleo ou gás. A relação entre o volume ocupado por cada uma destas fases e o volume poroso total, dá-se o nome de saturação. O interesse, portanto, para efeitos petrolíferos, concentra-se em formações com baixa saturação de água e, conseqüentemente, altas concentrações de hidrocarbonetos. As principais ferramentas de perfilagem para medidas de porosidade são os perfis: sônico, densidade e neutrão.

O perfil sônico baseia-se no tempo que uma onda sonora leva para atravessar uma determinada espessura da formação. Esse tempo, conhecido como tempo de trânsito, corresponde ao inverso da velocidade da onda no meio e depende tanto da porosidade como da litologia da formação atravessada.

O perfil sônico apresenta como principais vantagens a boa definição vertical e a baixa sensibilidade a imperfeições na parede do poço. Esta vantagem é interessante na perfilagem de seções delgadas nos quais outros perfis geram mal resultados.

Outra opção de perfilagem para porosidade é o perfil neutrão. Nêutrons são partículas eletricamente neutras com massa próxima à massa do átomo de hidrogênio. No perfil de nêutron, estes elementos são emitidos com alta energia a partir de uma fonte radioativa na ferramenta. Ao colidirem com os núcleos presentes na formação, os nêutrons perdem energia e essa energia depende do tipo de núcleo com que ocorre a colisão, sendo a maior perda na colisão com átomos de hidrogênio. Como o nêutron só pode perder uma quantidade definida de energia, ao atingirem essa energia eles se difundem e são captados por núcleos de hidrogênio, silício ou cloro que se excitam e emitem raios gamma. Estes raios gamma são então detectados por um receptor na ferramenta. Logo a distância percorrida pelo nêutron depende do material com que ele colide.

Como o nêutron perde energia na colisão com o hidrogênio, a resposta do perfil neutrão será maior quanto menor for o índice de hidrogênio na matéria percorrida. Dessa forma formações saturadas com gases apresentam maior resposta ao perfil neutrão. Por terem índices de hidrogênio próximos, água e óleo são de difícil diferenciação no perfil neutrão.

Devido a essa dependência quanto aos fluidos presentes na formação, o perfil de nêutrons deve ser associado a outros perfis para determinar a porosidade quando não se conhece as saturações do reservatório.

Por fim, o perfil utilizado para determinação de porosidade, neste trabalho, é o perfil de densidade, que se baseia na detecção de raios gamma de média energia emitidos na parede do poço.

Para minimizar o efeito do reboco e do filme de fluido entre a ferramenta e a parede do poço, um braço excêntrico pressiona a ferramenta contra a parede (Caliper). Quando mesmo assim o contato não é perfeito devido a rebocos endurecidos ou paredes muito rugosas, são aplicadas correções sobre os cálculos.

Através do perfil de densidade, a porosidade é dada pela Equação (3-1):

$$\phi [\%] = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3-1)$$

Os valores de densidade na formação não porosa, ρ_{ma} , e fluido, ρ_f , podem ser obtidos de tabelas previamente conhecidas. Mas, na realidade estes valores de densidade não podem ser estabelecidos como únicos, pois na natureza existe uma mistura de diversos minerais com diferentes densidades resultando numa amplitude de densidade da rocha (ρ_{ma}) que varia de 2,65 g/cm³ a 2,85 g/cm³.

Isto também é válido para a densidade do fluido ρ_f que depende de diversos fatores, como por exemplo a concentração de clorita (em ppm) que reflete na densidade do fluido, podendo variar desde a densidade da água fresca de 1,00 g/cm³ até o extremo de 1,3 g/cm³, para água salgada. Para água marinha o valor é de 1,03 g/cm³, mas se os poros contêm gás ou água então a densidade de fluido equivalente nos poros será de $\rho_w S_w + \rho_g (1-S_w)$ onde S_w é a saturação de água e ρ_g é a densidade do gás. Portanto a densidade do fluido ou da água pode ser bastante variável. Além das incertezas em relação à densidade do fluido e da matriz, há também a incerteza nas medidas de densidades realizadas pela ferramenta de perfilagem (Hearst and Nelson, 1985), que apresenta um fator de correção de 5% em relação ao valor registrado. Isto é, se $\rho_b = 2,2$ g/cm³ pode na realidade está entre 2,1 g/cm³ e 2,3 g/cm³, as leituras de densidade da formação, ρ_b , também podem ser afetadas pela presença de hidrocarbonetos, principalmente gás, ou argilas na formação.

Como pode ser observado, os três tipos de perfis sônico, densidade e nêutron, são sensíveis a outros parâmetros além da porosidade. Desta forma, o uso de um deles isoladamente exige bom conhecimento da formação em questão, o que não é a realidade na maioria dos casos práticos. Por esse motivo, é comum o uso de perfis combinados cruzando-se os dados obtidos entre dois perfis diferentes.

A análise petrofísica do reservatório é importante para buscar relações entre porosidade e permeabilidade. Os dados de permeabilidade (K) e de porosidade efetiva

($Phie$) são obtidos em laboratório, de profundidades selecionadas em testemunhos, além das medidas de porosidade total por perfil. Através desses dados, foi obtida a equação que relaciona as duas propriedades petrofísicas descritas:

$$K = 0,320(0,275142 \times Phie \times 100)$$

A Figura 3-7 representa a relação entre porosidade efetiva e permeabilidade para o reservatório, é possível observar que existe maior concentração de pontos onde a porosidade varia entre 25-30% e a permeabilidade entre 500-1200mD.

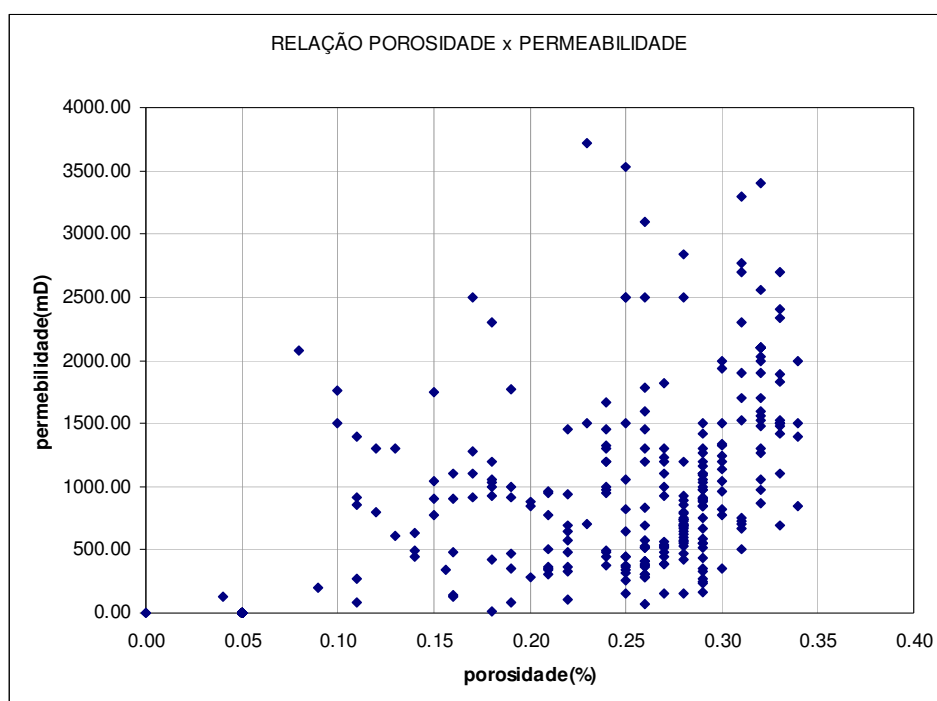


Figura 3-7 - Relação entre a porosidade efetiva e a permeabilidade.

Capítulo 4 Análise Geoestatística

Para a avaliação da distribuição das principais variáveis e o da determinação do volume de óleo *in situ*, foi realizada a análise geoestatística, com a incorporação da incerteza. Foram utilizados métodos estocásticos e calculado o volume para os vários cenários gerados.

A geoestatística auxilia na interpolação dos dados adquiridos nos poços, sempre com o objetivo de fornecer o entendimento tridimensional da litologia interpretada pelos perfis e a distribuição das propriedades petrofísicas. Para isso, foram utilizados os resultados obtidos da avaliação geológica como fonte de calibração dos parâmetros de entrada da análise geoestatística.

4.1 Krigagem

Para a confecção dos mapas, foi utilizada a krigagem, que é uma técnica capaz de estimar, por meio de uma combinação linear, o valor de um determinado atributo medido nos poços e gerar então um modelo tridimensional deste atributo, levando em consideração a variabilidade espacial medida por meio do variograma. A krigagem é um procedimento geoestatístico muito utilizado na mineração para estimar o teor de um dado minério dentro de um determinado volume de um material rochoso. Neste método ponderam-se todas as amostras disponíveis, restringindo-se que a somatória dos pesos fornecidos para as amostras seja um e a variância de estimativa seja mínima.

A krigagem apresenta como principal característica de suavização dos mapas gerados, esta suavização é menos acentuada nos casos de fenômenos contínuos. O objetivo da

krigagem é fornecer uma única estimativa local, contudo respeitando a estatística espacial de todas as estimativas consideradas conjuntamente (Oliveira,1997).

Desse modo, para se iniciar o estudo da distribuição das principais variáveis em um reservatório, normalmente os primeiros atributos estudados são aqueles relativos à geometria e estrutura do campo. Neste caso, inicia-se o estudo por meio das variáveis topo e base. Nas cotas de topo dos poços, o valor mínimo é de -2331m enquanto o máximo é de -2256m. De acordo com a Figura 4-1, as variáveis topo e base estão representadas com símbolos proporcionais, com isto é possível observar a variação dos pontos amostrados no campo. Em relação às cotas referentes à base, o valor mínimo é de -2275m enquanto o valor máximo é de -2289m.

Conforme apresentado nos mapas, os valores do topo apresentam as menores cotas na porção central e sudoeste. Para os valores de base, a análise pontual demonstra um padrão diferente em relação aos dados de topo, com variação acentuada dos valores de cota em poços próximos.

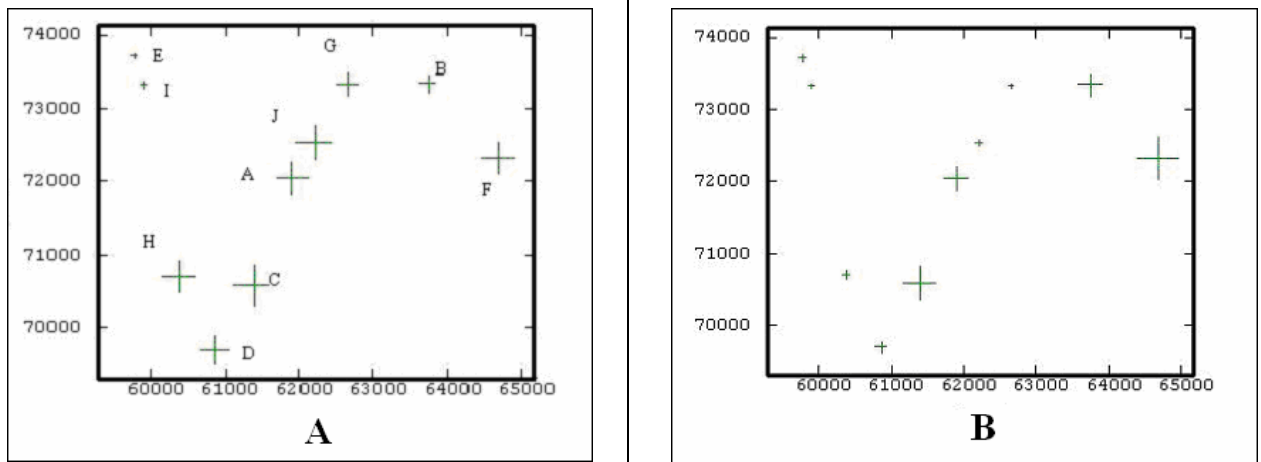


Figura 4-1- Mapa base com os pontos amostrais do topo (A) e da base(B) do campo.

Com os dados de topo e base, foi realizada a krigagem ordinária, com o objetivo de gerar superfícies representativas dessas variáveis que serão adotadas posteriormente como envelope para o cálculo volumétrico. A krigagem foi realizada em uma malha com 130 blocos na direção X e 110 blocos na direção Y, sendo cada bloco com dimensão de 50x50m.

De acordo com a Figura 4-1(A e B), observa-se que tanto o topo como a base apresentam 10 amostras. Esse número de amostras na área em estudo é muito restrito. Desse modo, qualquer análise quanto à anisotropia, ou seja, busca de uma direção preferencial de variabilidade fica prejudicada.

Por isso, o variograma utilizado foi o unidirecional. O modelo variográfico adotado para essas variáveis foi o esférico, sendo para o topo o alcance de 3776m e patamar de 749m e para a base alcance de 1516m e patamar de 846m, conforme se observa na Figura 4-2 .

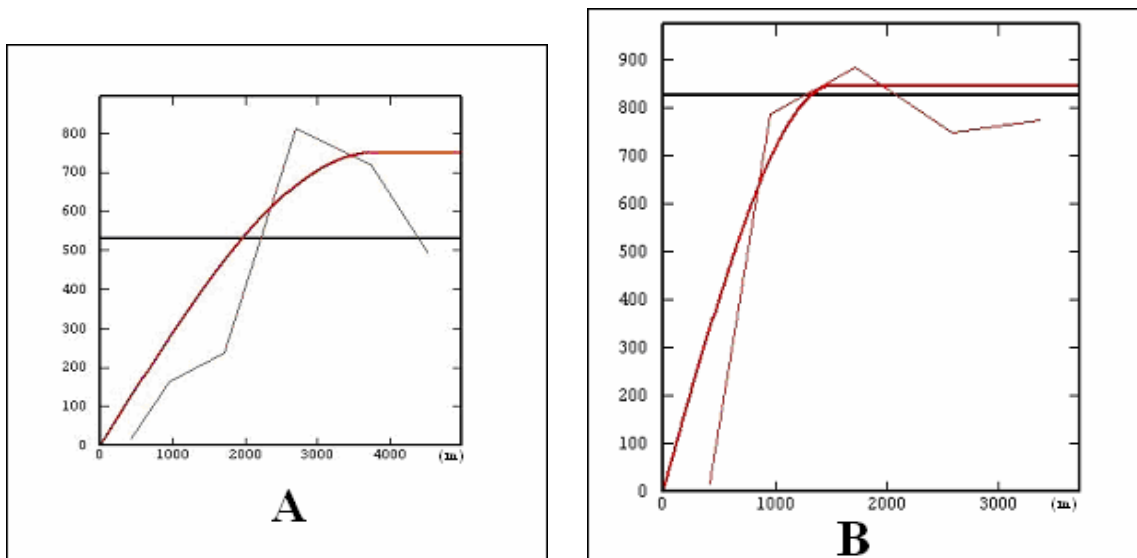


Figura 4-2 - Modelo de variograma para o topo (A) e base(B) do campo.

Como resultado da krigagem ordinária, o mapa do topo é influenciado pela cota do poço C(-2256m) que está a 20m acima em relação aos demais e influencia na configuração do mapa. Enquanto o mapa para a base mostra a influência existente na região próxima

onde estão os poços e certa suavidade na área entre poços, conforme observado na Figura 4-3. Este método apresenta a característica de suavização, observando que será menos acentuada quanto mais contínuo for o fenômeno que está sendo modelado (Oliveira, 1997), embora a estimativa produzida pela krigagem possa ser localmente satisfatória.

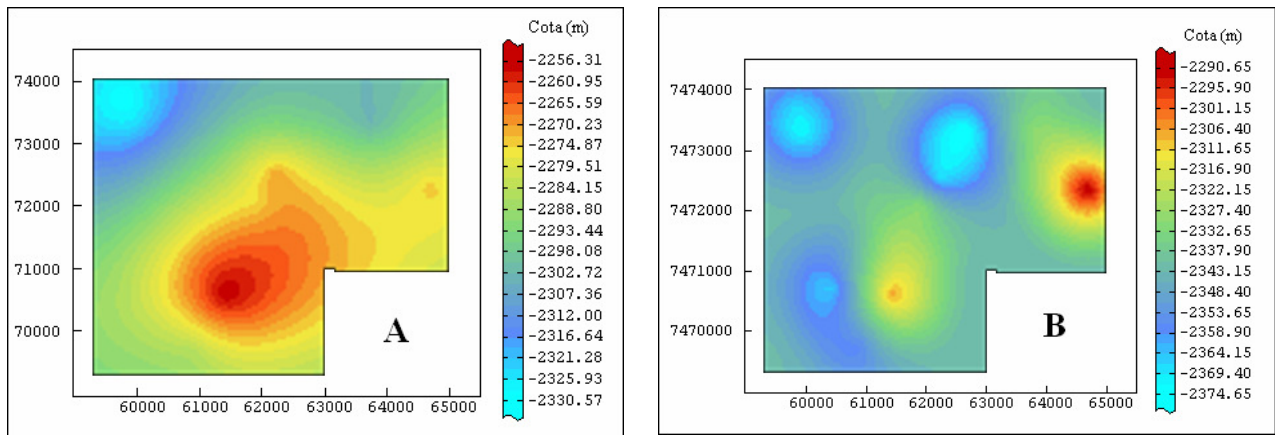


Figura 4-3 - Mapa krigado das superfícies Topo(A) e Base(B) do reservatório.

Para a análise petrofísica foram utilizados os dados porosidade obtidos a partir da análise de perfis. O total de dados selecionados foi de 256 amostras, com valor mínimo de 10%, máximo de 34% e média de 26%. A distribuição dos dados possui forma assimétrica com maior número de dados entre os intervalo de 22 a 30% (Figura 4-4-A) .

Em seguida é necessário elaborar o variograma para entendimento da variabilidade deste parâmetro no reservatório. Após inúmeros testes com o objetivo de identificar possíveis anisotropias constatou-se que deve ser adotado um comportamento isotrópico para a variável porosidade e o seu variograma é apresentado na Figura 4-4(B). Na direção x, alcance de 1350m enquanto na vertical o alcance é de 20m.

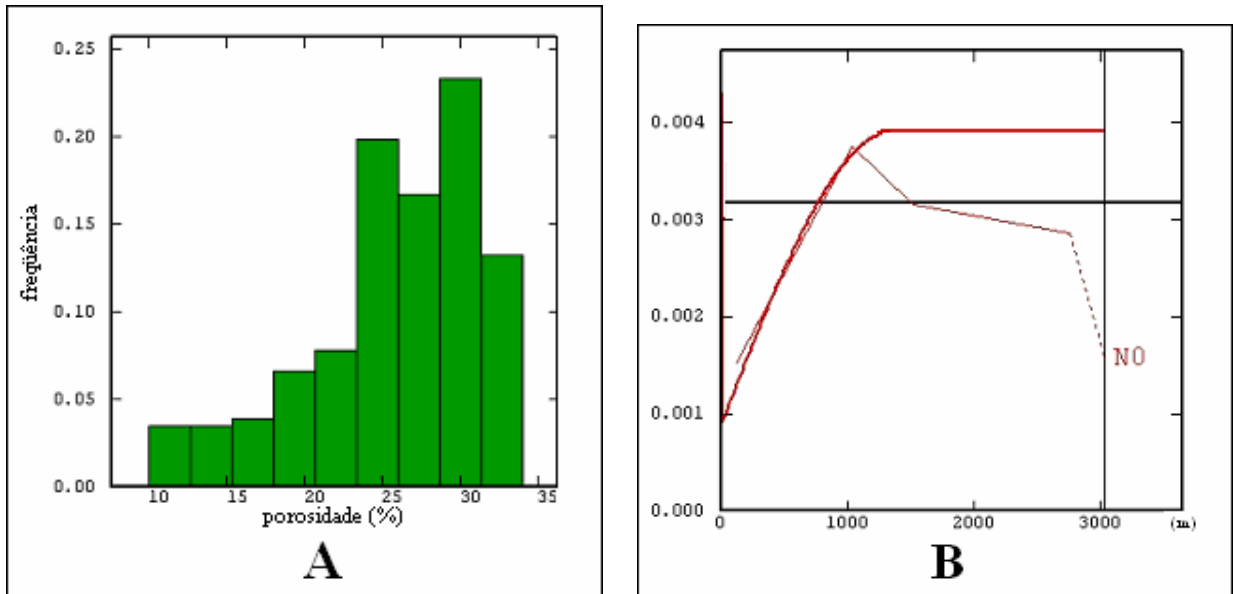


Figura 4-4 - Histograma (A) e modelo de variograma(B) para a variável porosidade.

Algumas imagens da krigagem são selecionadas em vários níveis em profundidade para observar as variabilidades do parâmetro porosidade, conforme Figura 4-5. Estes mapas representam a variabilidade da porosidade em uma determinada profundidade, portanto a cada “z” diferente será obtido um mapa com a distribuição e variabilidade da porosidade.

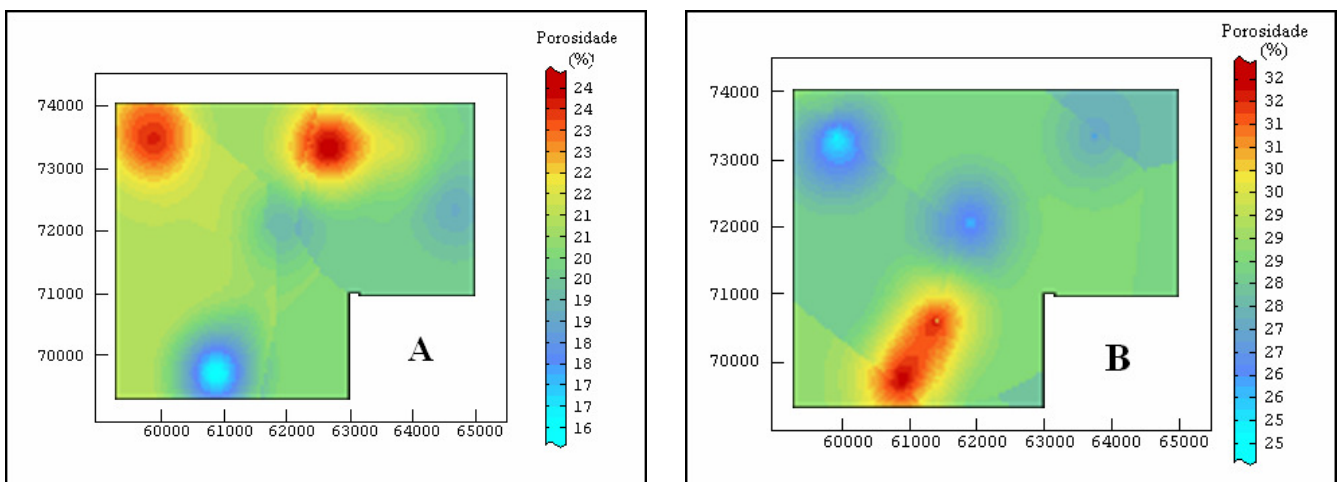


Figura 4-5 - Mapas krigado da variável porosidade.

4.2 Modelagem Estocástica

A krigagem apresenta como características principais a suavização dos resultados e o fato de gerar somente uma imagem, o que não a qualifica como um método indicado para estudos relacionados com a análise de incertezas.

Para evitar a suavização dos mapas determinísticos, e gerar mais de um modelo possível para o atributo em estudo, a simulação estocástica tem sido utilizada na caracterização de reservatórios de petróleo como ferramenta de modelagem capaz de incorporar a variabilidade do fenômeno modelado, mostrando os possíveis cenários equiprováveis. Com isso, permite a transferência dos diversos modelos geológicos para modelos numéricos de fluxo, cujas previsões sobre o comportamento do reservatório servirão de base às decisões gerenciais quanto ao manejo de recursos. Diversos modelos estocásticos têm sido utilizados e/ou sugeridos, em função da natureza do fenômeno a ser descrito.

4.2.1 Simulação Seqüencial Indicatriz (SIS)

Para Haldorsen & Damslech (1990) a modelagem estocástica é baseada em duas classes principais: discreta e contínua. As modelagens discretas são desenvolvidas por descrição de feições geológicas de natureza discreta, como por exemplo, a distribuição de fácies geológicas. Journel & Gomez-Hernandez (1989) utilizam-se da Simulação Seqüencial Indicatriz para caracterização da arquitetura de seqüências de arenitos-folhelhos. Journel (1990) utiliza a metodologia simulação das componentes indicadoras para modelagem estocástica de seis diferentes litofácies numa determinada seção vertical.

Paraizo (1993) enfatiza que a Simulação Seqüencial Indicatriz apresenta como característica principal o fato de poder simular cada fácies de forma independente das demais e, portanto, a relação cruzada duas a duas fácies não tem necessariamente nenhum comprometimento do ponto de vista do algoritmo. Esta é uma vantagem deste algoritmo

pois permite fazer uma modelagem variográfica distinta para cada eletrofácies conseguindo, com isso, obter estruturas e informações de cada uma de forma bem ampla.

Dentre as vantagens encontradas neste método destaca-se a possibilidade de se modelar complexos padrões de heterogeneidades. Esta flexibilidade vem do uso de um modelo de variograma para cada variável indicatriz.

Neste trabalho, para a aplicação da Simulação Seqüencial Indicatriz foi definida a variável reservatório, que corresponde a ocorrência de arenitos no campo. Com isso, a existência de reservatório em um ponto x_i , é relacionada ao indicador de 1 e 0 para não reservatório. O estudo dessas variáveis indicadoras reflete diretamente o comportamento espacial das litologias tanto na horizontal como na vertical.

Com a conversão entre 0 e 1 de todos os dez poços perfurados é gerado o variograma vertical e horizontal da área. Não foi possível obter variograma na direção oposta à direção principal da deposição, ou de menor continuidade, devido à escassez de dados.

O variograma horizontal foi definido apenas para uma direção (Az. 30°). O modelo de variograma esférico foi adotado com alcance de 1200m e o patamar de 0.22. Para o variograma vertical o alcance é de 5m(Figura 4-6). A razão arenito/folhelho adotada como parâmetro de entrada foi de 69%.

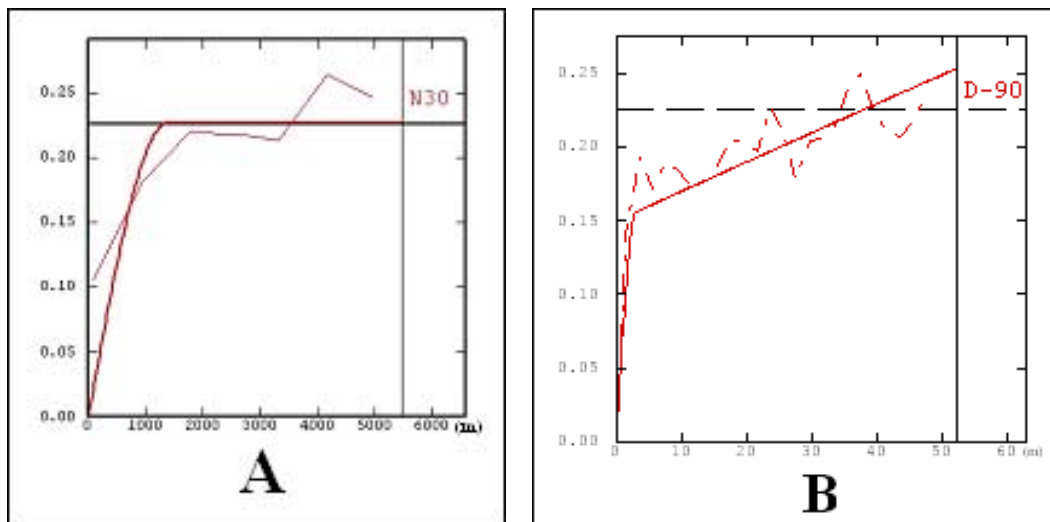


Figura 4-6 - Variograma horizontal e vertical da variável litologia.

Trinta cenários são gerados para representar a variabilidade litológica. A Figura 4-7 (A e B) representam duas imagens da simulação. Esses exemplos foram utilizados para ilustrar a variabilidade dos resultados obtidos, porém seria um erro considerar qualquer uma delas como representativa do mesmo, pois na realidade são geradas imagens com a mesma probabilidade de ocorrer. Considerando apenas essas simulações citadas como exemplo, pode ser atribuída a existência de um modelo mais heterogêneo à esquerda e de outro à direita com mais arenito, com isto espera-se por um volume de óleo *in situ* maior que o cenário anterior.

Também são apresentadas duas seções do reservatório analisado (Figura 4-8). Nessas figuras, além dos resultados distintos entre as duas imagens é possível observar a continuidade lateral dos corpos, definida pelo alcance de 1200m do variograma horizontal.

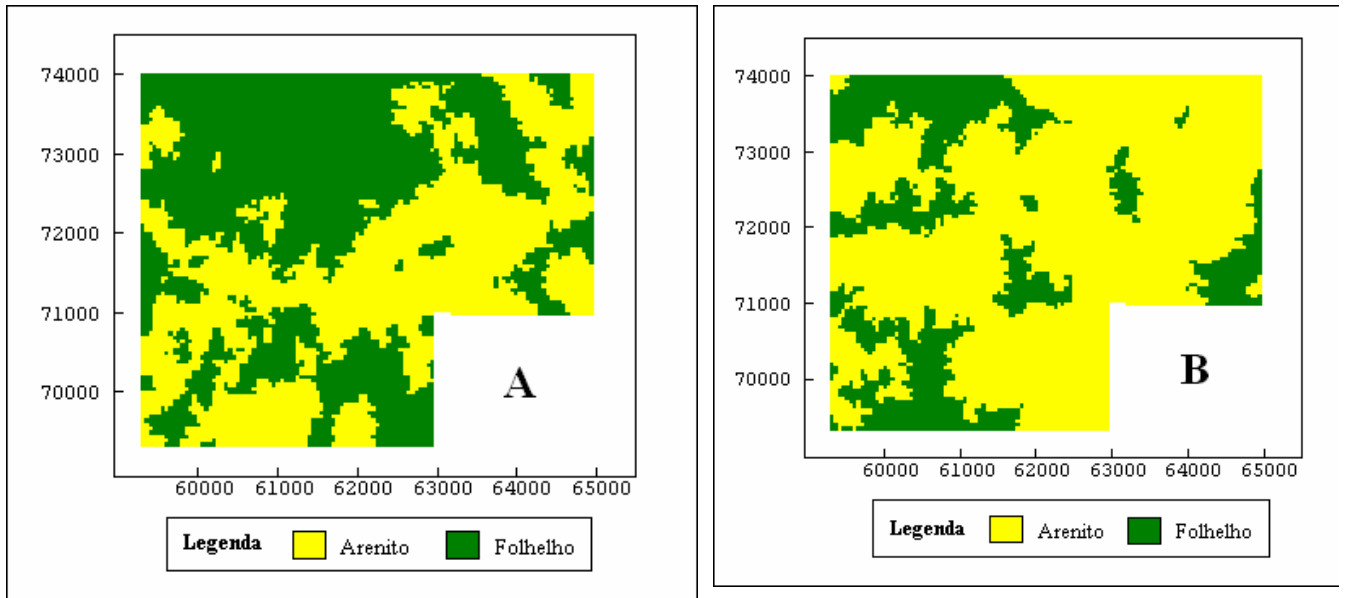


Figura 4-7 – Exemplos de Imagens de mapas das Simulações Seqüenciais Indicatriz .

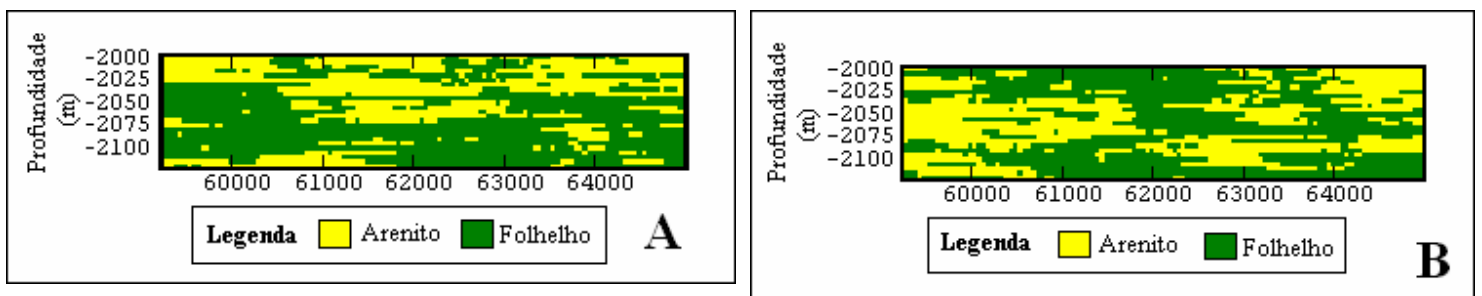


Figura 4-8 – Exemplos de Imagens de seções obtidas das Simulações Seqüenciais Indicatriz.

4.2.2 Simulação Gaussiana Seqüencial (SGS)

A Simulação Gaussiana Seqüencial (SGS) é aplicada para variáveis contínuas tais como: as propriedades das rochas (porosidade, permeabilidade, saturação e argilosidade) e parâmetros dimensionais (topo e base do reservatório). Neste tipo de modelo cada ponto do reservatório tem um valor distinto para a variável de interesse. Esta simulação foi utilizada

por Souza Jr. (1988) correlacionando valores de permeabilidade em variável resultante da composição de medidas de perfis radioativos.

O método de Simulação Gaussiana Seqüencial tem sido largamente utilizado (Deutsch *et al.* 1988), e foi descrito por Journel & Alabert (1989). Neste algoritmo, o valor simulado para cada ponto da malha é obtido somando-se ao valor krigado um resíduo, onde o resíduo é obtido aleatoriamente de uma função de distribuição normal com média igual à média da krigagem e variância igual à variância de krigagem simples. Este resíduo reconstitui a variância perdida, devido à suavização, que ocorre no processo de krigagem. Como o resultado é zero nos pontos amostrais, este é um método condicional, honrando os pontos amostrais.

Segundo Oliveira (1997), no algoritmo da Simulação Gaussiana Seqüencial, cada variável é simulada sequencialmente de acordo com a sua função de distribuição acumulada condicional Gaussiana, caracterizada através de um sistema de krigagem. A cada etapa, os dados condicionantes são todos os valores originais somados a todos os valores previamente simulados que se encontram dentro de uma vizinhança da posição a ser simulada.

A variável simulada neste trabalho é o parâmetro petrofísico porosidade que está condicionado à existência ou não de reservatório e às superfícies do topo e da base. A delimitação da área é feita pelo mesmo polígono já construído para a krigagem.

O algoritmo utilizado para a execução da SGS neste trabalho apresenta as seguintes etapas: (a) Realização da transformação da variável para uma distribuição gaussiana (anamorfose), (b) Análise variográfica da variável gaussiana, escolha do modelo, (c) Definição da vizinhança, (d) Efetivação da simulação, (e) transformação inversa da variável gaussiana para os valores do atributo em estudo.

Os histogramas da variável porosidade e a transformação para variável com comportamento gaussiano estão presentes na Figura 4-9. A estatística dessa variável aponta valor máximo para porosidade de 34%, mínimo de 10% e média de 26%.

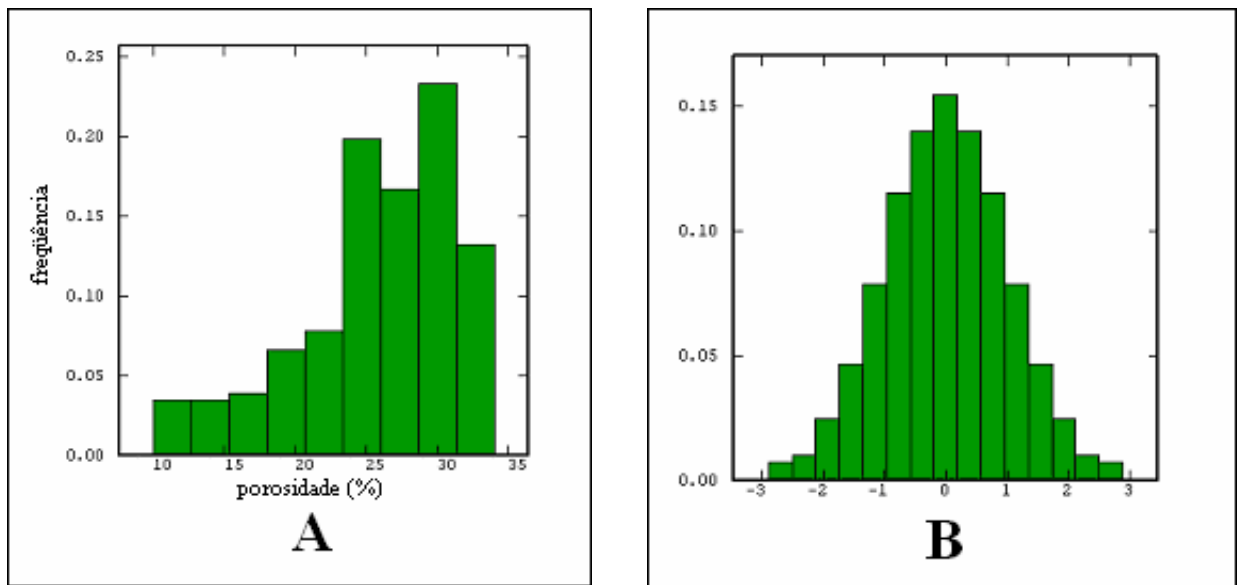


Figura 4-9 - Histograma da distribuição da variável porosidade e a transformada gaussiana.

Para essa variável foi adotado o modelo de variograma do tipo esférico, na direção do eixo x (Az. 30°) e na direção vertical. Na Figura 4-10 se observa o modelo ajustado para a variável porosidade, nas duas direções.

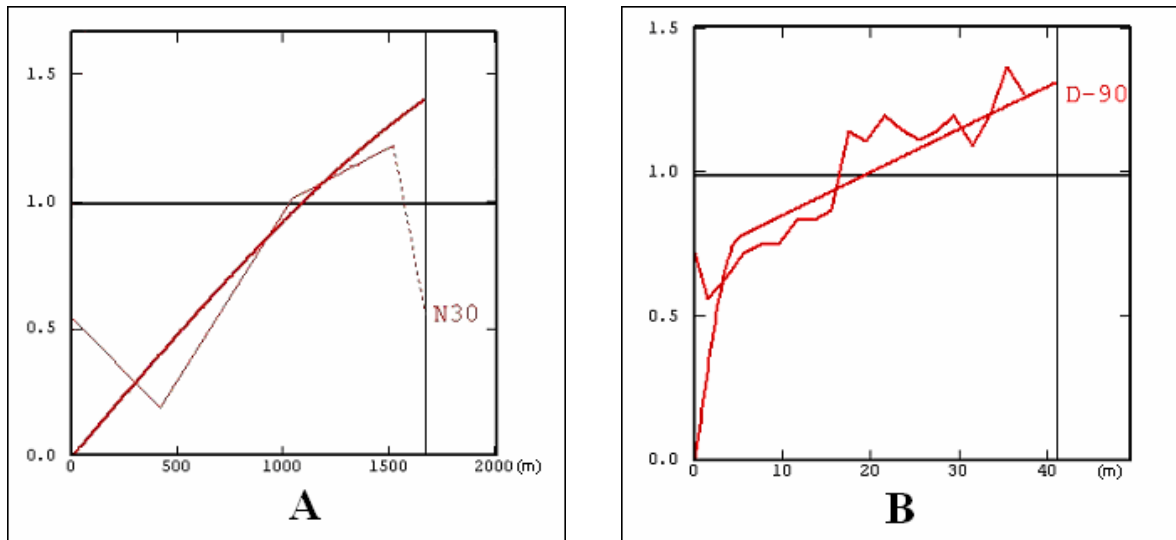


Figura 4-10 - Modelos de variogramas ajustados para a variável porosidade.

Definida a vizinhança, é realizada a simulação gaussiana propriamente dita. Algumas imagens obtidas do resultado da simulação são observados na Figura 4-11. Analisando apenas as duas figuras representadas no texto, é ilustrado na Figura 4-11(A), uma região central com porosidade elevada, acima de 30%, enquanto na Figura 4-11(B) a região central mostra a porosidade variando entre 10 e 16%.

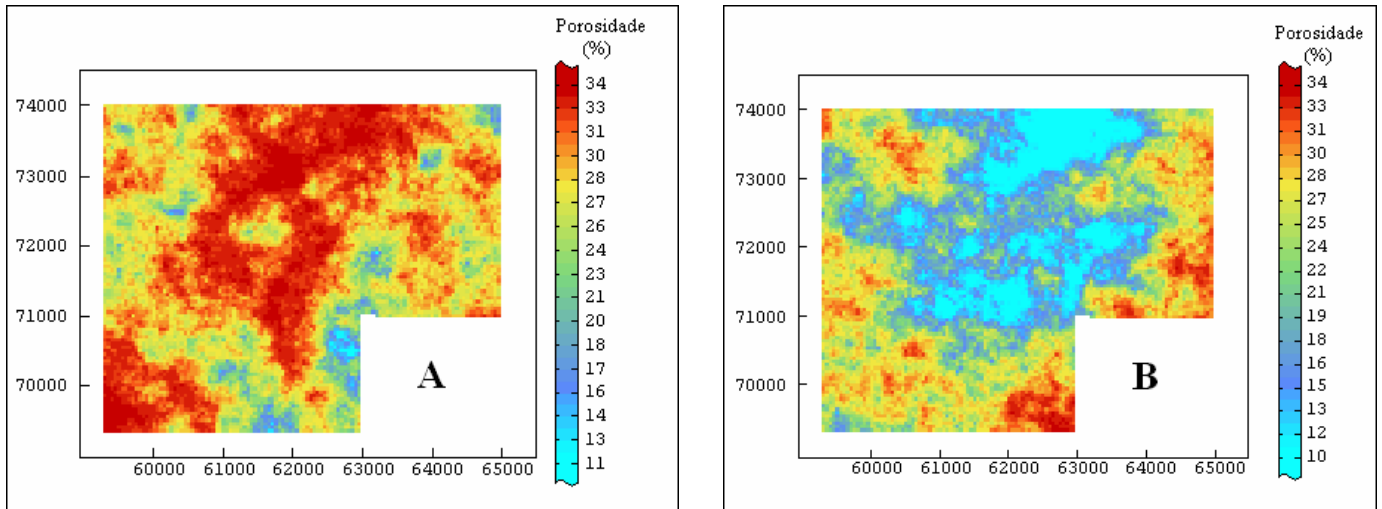


Figura 4-11 - Imagens das simulações obtidas da variável porosidade.

A análise das imagens simuladas mostra que o valor máximo da distribuição da porosidade é de 34% enquanto o valor mínimo é de 10%, honrando a distribuição original dos dados. Em seguida algumas seções representadas nas Figura 4-12(A e B) que mostram a distribuição da porosidade.

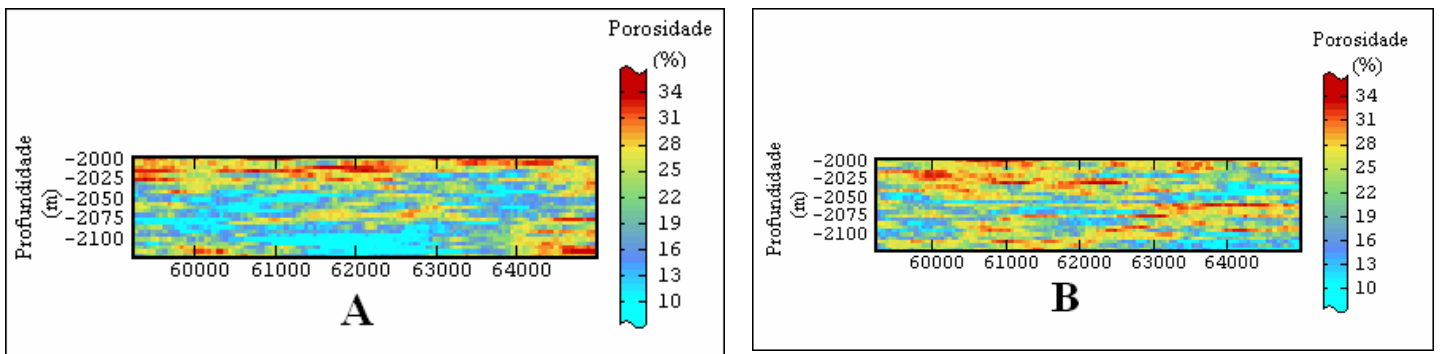


Figura 4-12 - Seções das imagens resultantes da simulação da variável porosidade.

Para a incorporação das imagens de porosidade gerados, foi realizada a combinação com as imagens de litologia, condicionando a existência da fácies aos valores de porosidade, conforme pode ser observado na Figura 4-13. Com isso, as células da malha que apresentarem ocorrência da fácies reservatório são incorporados os valores de

porosidade, no caso de ocorrência de não-reservatório o valor de porosidade assume uma constante de 5%. Na Figura 4-13(A), é visível a presença de corpos de arenitos ocupando a porção superior do reservatório, com porosidade variando entre 19-34%. Esta configuração representa um cenário coerente com o modelo geológico proposto, em que normalmente a porção superior dos poços é mais arenosa e na base mais intercalados com folhelhos.

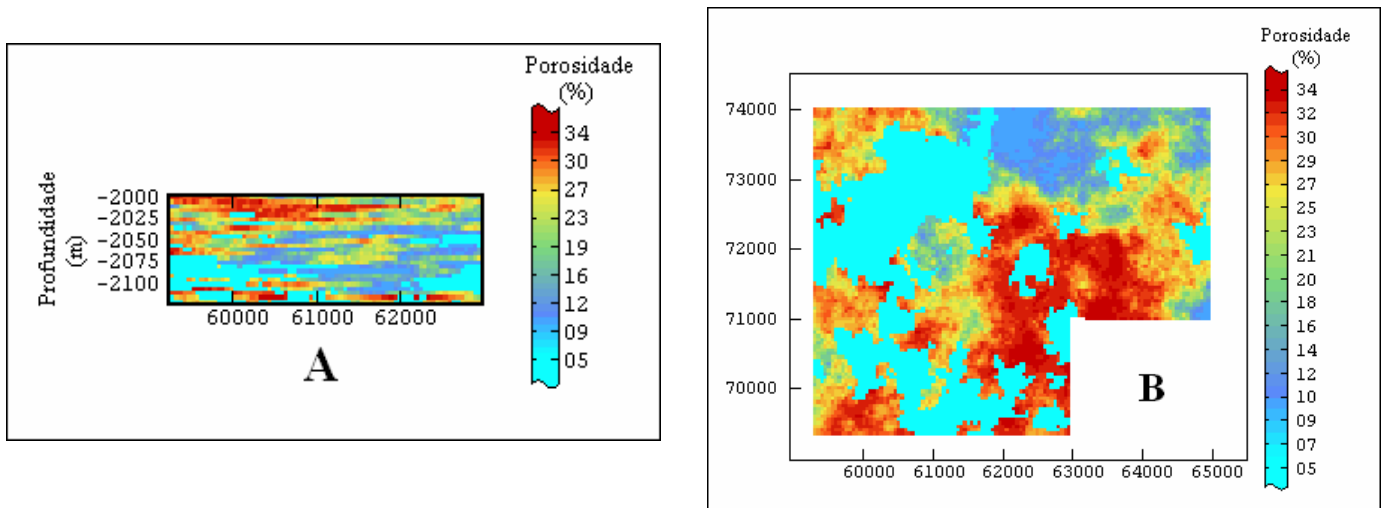


Figura 4-13 - Resultado da combinação fácies com porosidade, o valor na escala 5% representa a presença de folhelhos.

Outro exemplo do resultado da combinação litologia com porosidade pode ser observado na Figura 4-14, são descritos corpos de arenito bem intercalados com folhelhos, portanto com maior presença de barreiras, com a porosidade variando de 16-34%. Um cenário provavelmente mais pessimista em relação ao anterior.

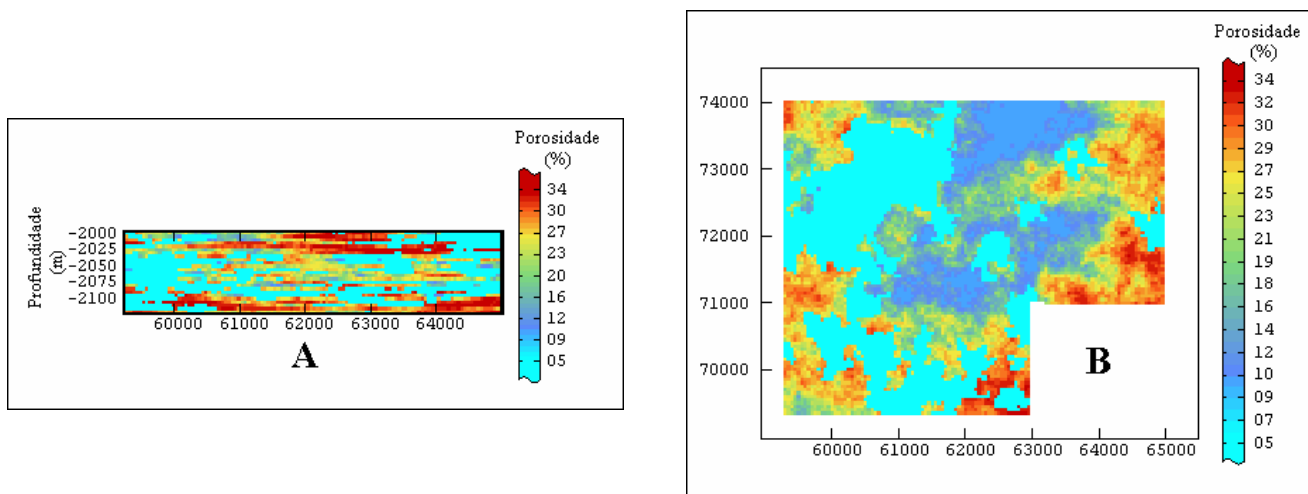


Figura 4-14 - Imagem do resultado da combinação de fácies com porosidade, o valor na escala 0.05 representa a presença de folhelhos.

A Simulação Sequencial Gaussiana foi realizada para as variáveis topo e base do reservatório, com procedimento semelhante ao efetuado para porosidade. Ao todo, foram gerados 30 cenários de topo e de base, algumas imagens dessa simulação podem ser observados nas Figura 4-15(A e B) e Figura 4-16(A e B). As imagens de topo e base geradas pela simulação estocástica ilustram claramente a diferença em relação aos mapas gerados pela krigagem (Figura 4-3), os mapas da simulação apresentam maior variabilidade enquanto os mapas krigados apresentam superfície suavizada.

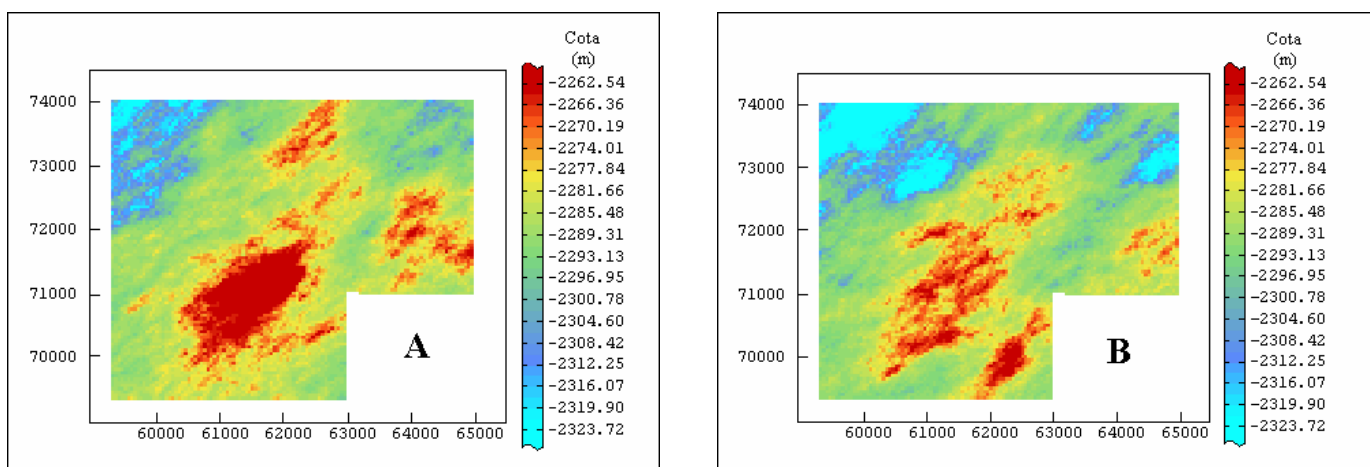


Figura 4-15 - Resultados das simulações do topo do reservatório.

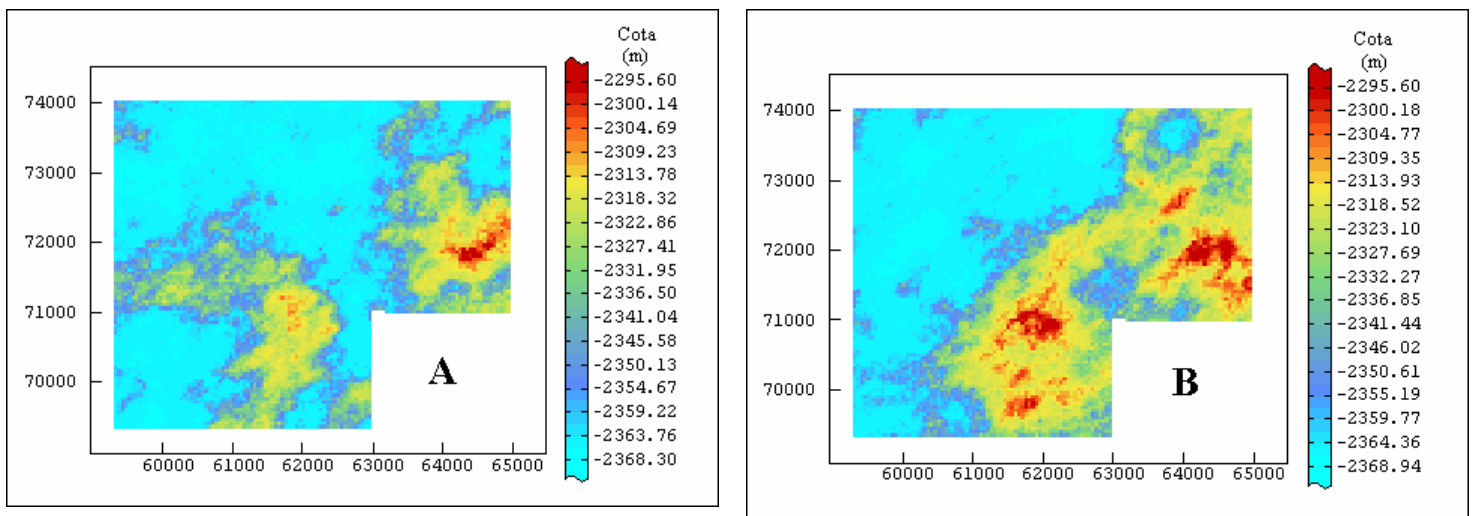


Figura 4-16 - Resultados das simulações da base do reservatório.

Análise do Volume do óleo *in situ* (VOIS)

Para avaliar o efeito da simulação estocástica, foi escolhida a variável Volume de Óleo *in situ*. A escolha desta variável foi definida pois o volume de óleo do reservatório é a combinação de todas as variáveis analisadas nesse trabalho.

Neste caso, não foi incluído a saturação de óleo do reservatório, assumindo-se que todo o campo está preenchido por óleo com saturação constante. Com isso, o volume será condicionado pelo volume de arenito entre o topo e base do reservatório, multiplicado pela porosidade, assumindo saturação de óleo constante de 80%.

Entretanto, para o caso das imagens geradas por simulação estocástica, a combinação entre as imagens gera grande número de cenários que fazem com que seja requerido grande tempo computacional. No caso deste trabalho a combinação de 30 imagens de topo, base, fácies reservatório e porosidade geram 810.000 cenários.

O critério para saber o número ideal de simulações representativas para o cálculo do volume do campo e que não consuma grande tempo de computação será mostrado a seguir.

Para isso, são realizadas combinações para avaliar a variabilidade do volume do campo em relação à variação de topo e base do reservatório. Para isso, são realizadas várias combinações das superfícies topo e base, iniciando com 10 combinações de topo e 10 simulações da base, chegando à combinação máxima de 250 simulações do topo e 250 simulações da base. São geradas as curvas de probabilidade de volume ou curvas de risco que indicam as probabilidades P10, P50 e P90. Como exemplo, a P10 indica a probabilidade de que o volume indicado seja 10% maior.

Figura 4-17(A, B, C, D, E e F) e a Figura 4-18, correspondem às diversas combinações realizadas entre as superfícies topo e base do campo e servem para comparar as curvas de análise de risco.

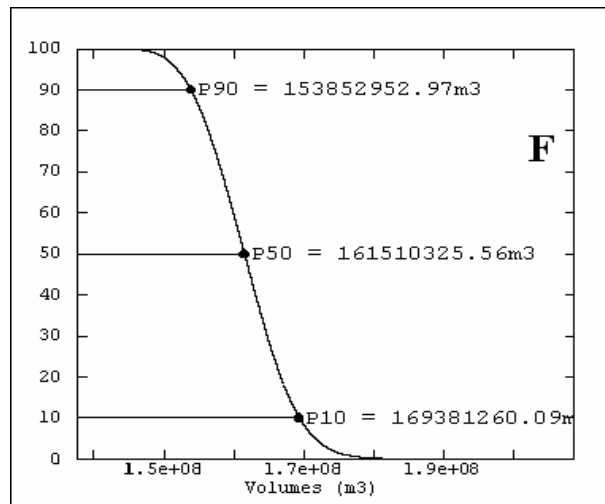
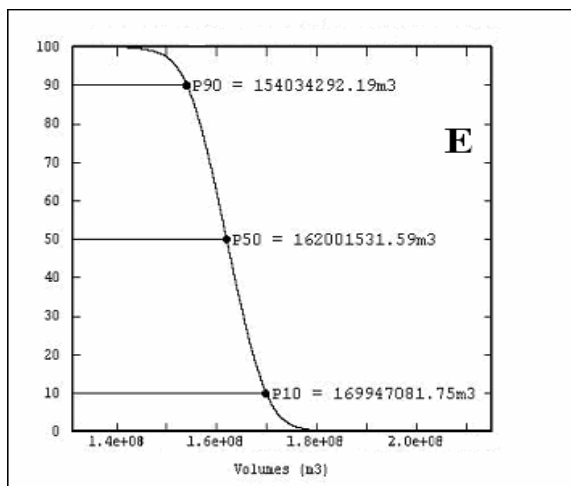
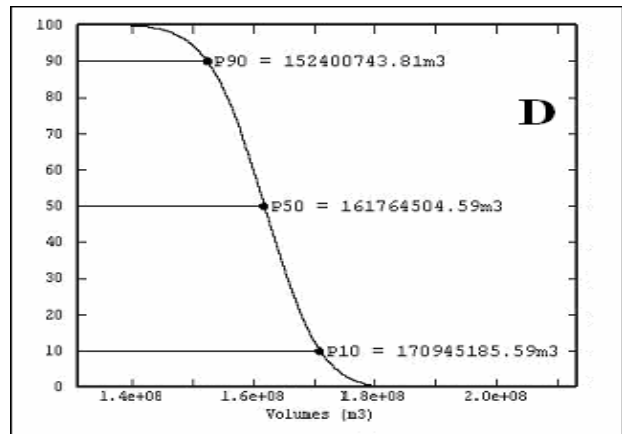
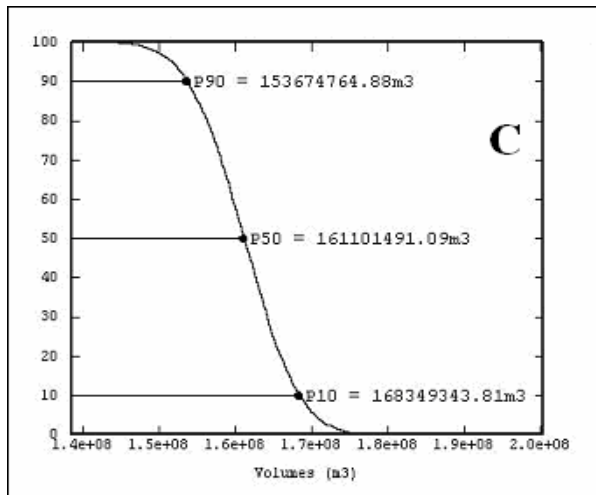
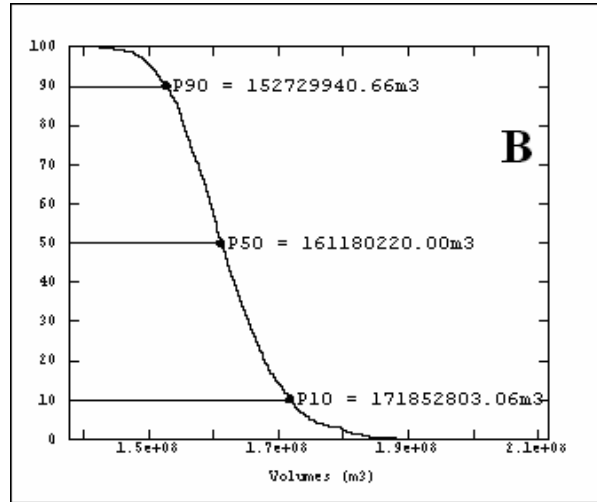
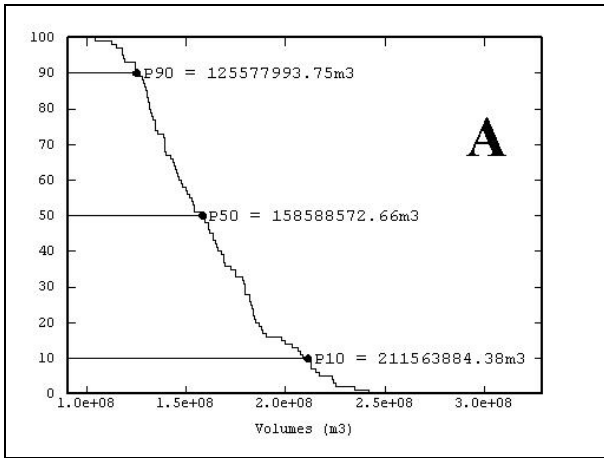


Figura 4-17 - Curva de Risco de volume desde 100 ate 40000 realizações.

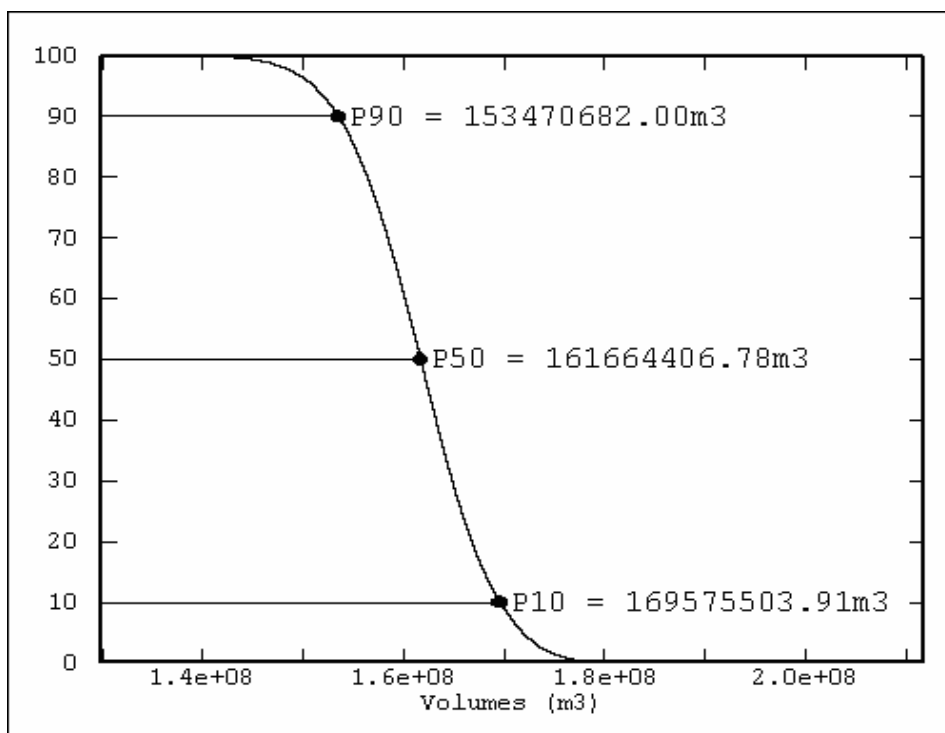


Figura 4-18 - Curva de Risco de volume com 62500 realizações.

A Figura 4-19 mostra que a partir de 30 combinações entre o topo e a base há a estabilidade do volume de rocha, definido ao observar os valores de P50. O resultado também pode ser visto na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Volumes P10, P50 e P90 com diferentes números de combinações de topo e base.

TOPOXBASE	N. combinações	VOLUMES EM MILHÕES DE M3		
		P10	P50	P90
3X3	9	204958003	147728121	109035436
5X5	25	186847360	151705902	116376673
10X10	100	211563884	158588572	125577993
30X30	900	171852803	161180220	152729940
50X50	2500	168349343	161101491	153674764
100X100	10000	170945185	161764504	152400743
150X150	22500	169947081	162001531	154034292
200X200	40000	169381260	161510325	153852952
250X250	62500	169575503	161664406	153470682

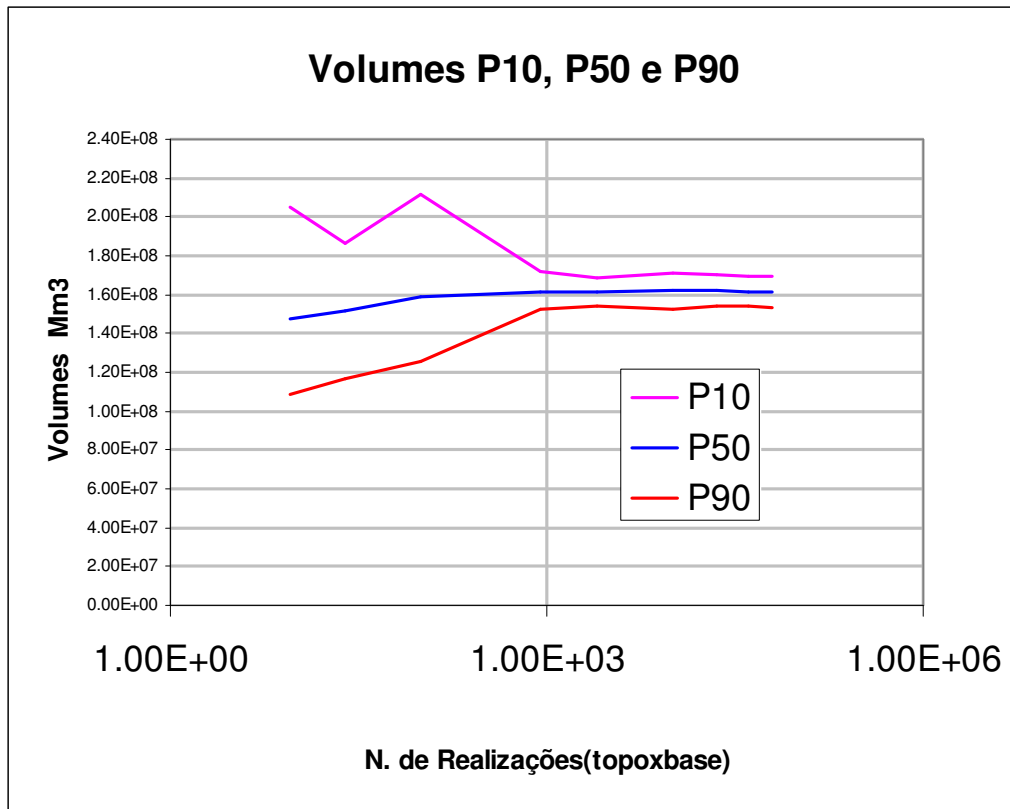


Figura 4-19 - Volumes P10, P50 e P90 com diferentes números de combinações de topo e base.

Os volumes acima calculados consideram apenas o volume entre as duas superfícies, outro caso foi testado ao considerar uma porosidade média de 20% e uma saturação de óleo 80%, o volume calculado é de aproximadamente 161Mm³ para P50, representado na Figura 4-20(A). Enquanto se considerarmos a razão reservatório/não reservatório, isto é, a razão *NET to Gross* média de 0.69 e a saturação de óleo também em 80% o volume calculado é de aproximadamente 131Mm³ para P50, conforme a Figura 4-20(B).

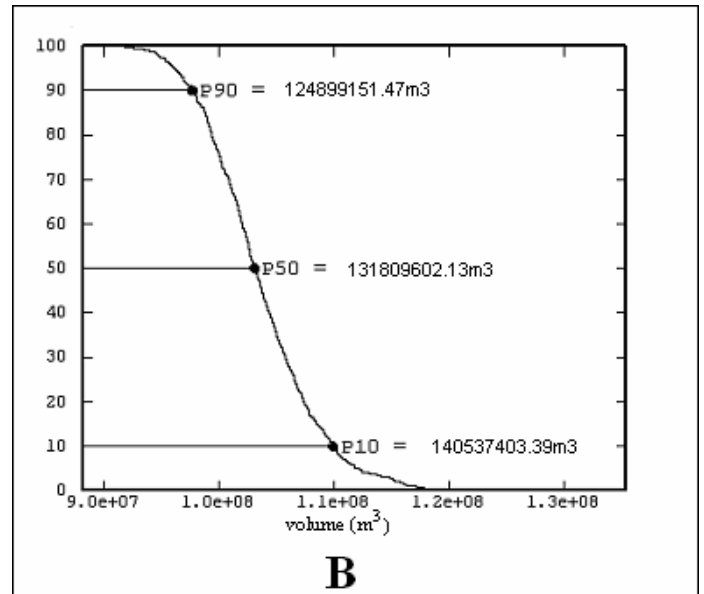
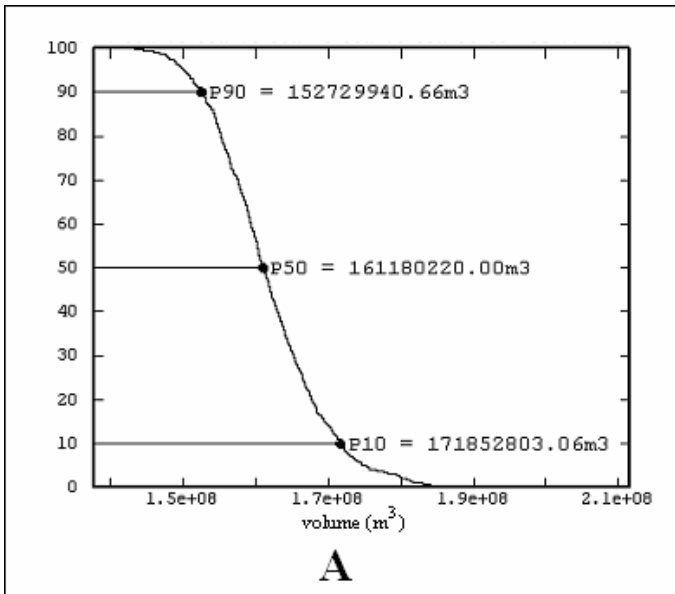


Figura 4-20 - Curva de risco de volumes para casos específicos.

A análise realizada anteriormente assume variações de topo e base, com valor médio para *Net to Gross* e porosidade. Para o cálculo do Volume de óleo *in situ*, assumindo a variabilidade de todas as variáveis estudadas, foram gerados 30 cenários de reservatório e 30 cenários de porosidade.

Com a geração dos 30 cenários da variável porosidade, 30 de litologia e mais 30 cenários das superfícies do topo e da base, foi criado um algoritmo para o cálculo do volume. Este algoritmo escolhe aleatoriamente uma imagem, de forma independente para cada variável e com isso calcula o volume de óleo *in situ*.

Os resultados obtidos apontam um volume médio de 150Mm³ para o campo, com máximo de 247Mm³ e mínimo de 63Mm³ (Figura 4-21). O valor médio definido para este caso é superior ao adotado quando assumido um valor médio de *Net to Gross* e porosidade, que corresponde a 131Mm³.

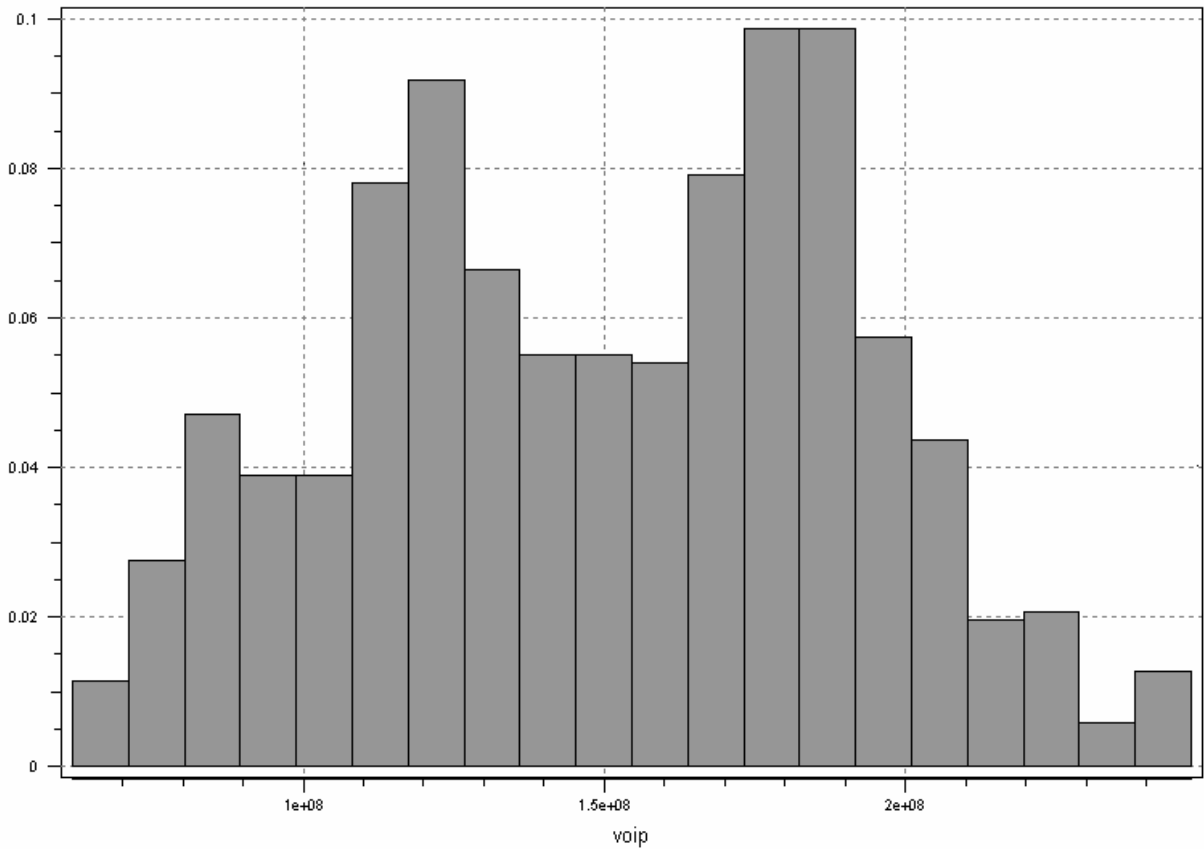


Figura 4-21 - Histograma com os volumes calculados pela combinação dos cenários gerados.

Como o número de realizações de todas as combinações é muito elevado, pode ser utilizada neste caso, a associação dos cenários pessimistas e otimistas de todas as variáveis. Com isso, foi definido o maior e menor valor possível de volume de óleo *in situ* para as variáveis simuladas.

Assim, associando os menores valores de volume do campo, menor volume de arenitos e o cenário com os menores valores de porosidade, é obtido um valor mínimo para o campo de 63Mm³. O mesmo procedimento para os valores máximos é definido um valor máximo de volume de óleo *in situ* de 275Mm³.

Além de se analisar o volume do campo, e poder assim definir uma gama de valores, é possível também, pelo estudo dos variogramas das realizações estudar as incertezas nos

modelos gerados. Outro critério para a análise dos resultados da simulação é referente a comparação dos variogramas das variáveis simuladas. Esta análise pode fornecer indicativos de quais modelos seriam possíveis candidatos a serem submetidos ao processo de simulação de fluxo.

Na Figura 4-22(A) estão os semivariogramas das 30 imagens simuladas na direção x das simulações resultantes da combinação litológica e porosidade e na Figura 4-22(B) os semivariogramas gerados na direção z (profundidade), da mesma combinação. Representado em preto nas duas figuras é referente ao semivariograma gerado da krigagem dessa mesma variável.

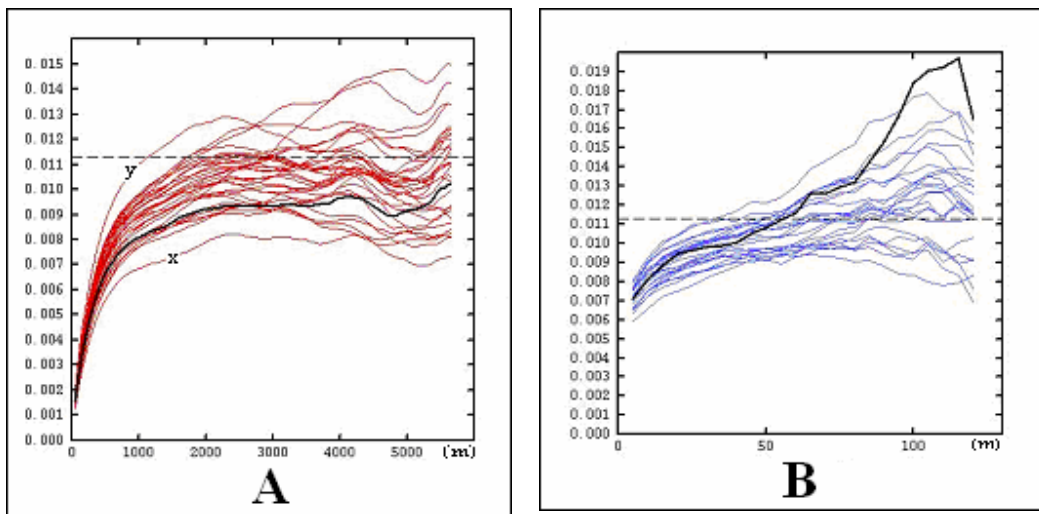


Figura 4-22 - Semivariogramas das simulações litologia com porosidade.

Com os variogramas apresentados na figura acima, pode-se observar que determinados modelos apresentam características muito distintas dos outros. O modelo representado pelo variograma mais inferior (x) seria um excelente candidato para a simulação de fluxo, da mesma maneira que o modelo representado pelo variograma mais superior (y). Com esses dois modelos no simulador de fluxo poderia se ter então representado o envelope de curvas de produção, por exemplo. Outro modelo que poderia ser inserido no simulador de fluxo, é representado por algum variograma intermediário,

como uma grande gama de modelos possuem o mesmo comportamento, com alguns desses modelos no simulador, poderia então se cobrir o espaço de incertezas desejado para análises, não precisando dessa maneira simular todos os modelos gerados. Outra aplicação da geração dos variogramas a posteriori é que se pode definir também modelos geológicos, otimistas, pessimistas e mais prováveis, podendo então submeter esses modelos escolhidos a outros tipos de análises.

Além disso, por meio da análise dos variogramas é possível verificar que algumas imagens apresentam semivariogramas diferentes do modelo da krigagem, nas duas direções, essas flutuações são conhecidas como ergódicas. Lantuéjoul (1995) reporta que quanto maior for esta ordem de grandeza maior será o número de simulações estocásticas para cobrir o espaço das incertezas dos atributos. Para a seleção de imagens, um critério adotado é a verificação se o semivariograma da imagem simulada não se distancia muito do considerado representativo. Porém, quanto mais confiável for o modelo e os parâmetros do semivariograma escolhido, menores deverão ser as flutuações ergódicas.

Capítulo 5 Conclusões

Do estudo realizado, com base exclusivamente na interpretação de perfis elétricos e radioativos de dez poços verticais, perfurados em um campo com reservas não desenvolvidas, foram alcançados os seguintes resultados:

- os perfis básicos Raios gama, densidade e neutrão, foram utilizados para a determinação da eletrofácies, cálculo de *Net to Gross* (relação espessura total/espessura de arenitos) e correlações litoestratigráficas. Das combinações desses perfis, foram identificadas nas curvas feições características de um sistema de canais e lobos turbidíticos cortados por canais, ricos em areias, passando para um sistema distal com intercalações mais espessas de folhelho, onde se concluiu a existência de área fonte no sentido SW-NE para este sistema deposicional.
- foi constatado que, pela análise petrofísica, a maior concentração de porosidade entre 25-30% e permeabilidade entre 500-1000mD e, pela determinação fácies, um valor médio de 0.69 para o *Net to Gross*. Esses valores corroboraram ainda mais com o sistema deposicional identificado, que possui características de reservatório semelhantes a encontrada.
- com a existência de poucos dados foi observado que, pelo método de krigagem, há uma tendência de suavização dos resultados obtidos por este método de interpolação geoestatística, enquanto na modelagem estocástica realizada se observou maior representatividade da variabilidade das superfícies de topo, base e do parâmetro petrofísico porosidade. Entretanto, para aplicabilidade da modelagem geoestatística do reservatório, foi

fundamental o conhecimento das técnicas, suas limitações e faixa de aplicação e, principalmente, o conhecimento do modelo geológico.

- a aplicabilidade das simulações estocásticas foi realizada para as principais variáveis, possibilitando a geração de diversos cenários. Porém devido ao pequeno número de poços, elevada variabilidade foi constatada, colocando em dúvida qual conjunto de modelos é o mais adequado para representar as principais heterogeneidades do reservatório.
- devido ao grande número de cenários gerados para cálculo do volume de óleo in situ, foram testados três métodos. O primeiro consistiu na realização de várias combinações das superfícies de topo e base, que geraram as curvas de probabilidade de volume ou curvas de risco (P10, P50 e P90), onde foi concluído que 30 combinações destas variáveis são necessárias para obter a estabilidade do volume. No segundo método, foi contemplada a variabilidade de todas as variáveis estudadas: topo, base, porosidade e litologia. Com a geração de trinta cenários de cada variável, foi criado um algoritmo que escolheu aleatoriamente uma imagem para o cálculo do volume. O terceiro método, referiu-se à comparação dos semivariogramas das variáveis simuladas que forneceu quais os prováveis cenários candidatos ao processo de simulação de fluxo.

Referências Bibliográficas

ALABERT F. G., CORRE, B. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: impact on field development. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 66th, Dallas, USA. SPE # 22902, 1991.

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.

ALMEIDA A. S., FRYKMAN P. Geostatistical modeling of chalk reservoir properties in the Dan field, Danish North Sea, chapter 21, in Yarus, J.M., and Chambers, R.L., editors, Stochastic modeling and geostatistics; principles, methods, and case studies: AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, p. 273-286, 1995.

ALSHARNAN, A. S. Geology and reservoir characteristics of carbonate buildup in Giant Bu Hasa Oil Field, Abu Dhabi, United Arab Emirates. **AAPG BULLETIN** v. 71, n. 10, p. 1304-1318, 1987.

- AMYX, J. W., Bass, D. M., Whiting, R. L.: "Petroleum Reservoir Engineering", Chap.2, McGraw-Hill Book, 1960.
- ARCHIE, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Pet. Tech*, Vol. 5, 1942.
- ASMUS, H. E., PONTE, F. C. The Brazilian marginal basins. In: A. E. M. Naim e F. G. Stehli, eds., *The ocean basins and margins, v.1 - The South Atlantic*, New York, Plenum Press, p.87-133.
- ASMUS, H. E., PORTO, R. *Classificação das Bacias Sedimentares Brasileiras Segundo a Tectônica de Placas*, 1980, 23p.
- BALDISSERA, P. R., *Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição especial das heterogeneidades de reservatório*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. 1993. 215p. Dissertação (Mestrado).
- BEGG, S. H., GUSTASON, E. R., ANGERT, P. F. Characterization of a complex Fluvial-Deltaic reservoir for simulation. In: *SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 69, New Orleans, LA, Sep 25-28, 1994, p. 375-394, Proceedings SPE #28398.
- BRUHN, C.H.L. Reservatórios profundos no Brasil: a próxima fronteira exploratória?: *BOLETIM DE GEOCIÊNCIAS DA PETROBRAS*, v.4, 1990, p.349-386.
- BRUHN, C. H. L. High-resolution stratigraphy, reservoir geometry, and facies characterization of Cretaceous and Tertiary turbidites from Brazilian Passive Margin Basins. Ontario, Canadá: McMaster University, 1993, 433p. Tese (Doutorado).

- 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.
- BRUHN, C.H.L., MORAES, M. A. S. Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica. In: Proceedings of the 35th Brazilian Geological Congress, Sociedade Brasileira de Geologia, Belém, v.2, 1988, p.824-838.
- BRYANT, I. D., FLINT, S. S. Quantitative clastic reservoir geological modeling: problems and perspectives. In: FLINT, S. S., BRYANT, I. D. (Ed.). *The geological modeling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues*. Londres; Blackwell Scientific publications, 1993, 269p., p.3-20(IAS. Special Publication, 15).
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R. O., FIGUEIREDO, A. M. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins: Episodes, v.11, 1988, p.194-202.
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R. O., FIGUEIREDO, A. M., BENDER, A. A. Tectonics and stratigraphy of the east Brazil rift system: An overview: Tectonophysics, v.213, 1992,p.97-138.
- DALY, R. A. Origin of submarine “canyons”. Am. J. Science., 31, p.401-420, 1936.
- D’ÁVILA, R. S. F., PAIM, P. S. G. *Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares (Estudo de casos)*. Rio Grande do Sul: Ponto-e-Vírgula. 2003. Cap. 2: Mecanismos de transporte e deposição de turbiditos, p.93-121.
- 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].

- 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].
- DUBRULE, O. Introducing more geology in stochastic reservoir modelling. In: SOARES A (ed) Geostatistics Troia '92, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994. 1:351-369. [International Geostatistics Congress, 4, Troia-Portugal, Sept ,1992, Proceedings]
- ELEK, I. Some Applications of Principal Component Analysis: Well-to-Well Correlation, Zonation, Geobyte, 1988, p.46-55.
- FIGUEIREDO, A. M. F., BRAGA, J. A. E., ZABALAGA, J. J., BRUHN, C. H. L. Recôncavo Basin, Brazil: a prolific intracontinental rift basin. In: S. M. Landon, ed., Interior rift basins: The American Association of Petroleum Geologists Memoir 59, 1994, p.157-203.
- FINLEY, R. J., TYLER, N. Geological characterization of sandstone reservoir. In: LAKE, L. W., CARROL, JR., H. B.(Ed.). Reservoir characterization. San Diego: Academic Press, 1986, 659p., p. 1-38.
- FINLEY, R. J., TYLER, N. Geological characterization of heterogeneous reservoir: an overview of reserve growth and reservoir diversity with selected examples. Ouro Preto, UFOP/Petrobras, 1991 (Notas de Curso).
- FOREL, F. A. Les ravins sous-lacustres des fleuves glaciaires: Comptes Rendus de l'Academie des Sciences, Paris, v.101, 1885, p.725-728.
- GALLI, A., BEUCHER, H. Stochastic models for reservoir characterization: a user friendly review. In: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference and

- Exhibition, 5, Rio de Janeiro-Brazil, Aug30-Sep3, 1997, Proceedings SPE #38999.
- GALLOWAY, W.E. Reservoir facies architecture of microtidal barrier systems. AAPG BULLETIN v.70, n.7, p.787-808, 1986.
- GALLOWAY, W.E., DINGUS W.F., PAIGE, R. E. Seismic and depositional facies of Paleocene-Eocene Wilcox Group submarine canyon fills, northwest Gulf coast, U. S. A. In: WEIMER, P., LINK, M. H. (Ed.). Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. New York: Springer-Verlag, p.247-271, 1991.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P., LUCCHESI, C. F. Petroleum geology of the campos basin, Brazil: a model for a producing atlantic-type basin. In: Edwards J. D., SANTOGROSSI, P. A., eds., Divergent/ passive margin basins: The American Association of Petroleum Geologists Memoir 48, 1990, p.3-79.
- HALDORSEN, H. H., DAMSLETH, E. Stochastic Modeling. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(4):404-412. SPE #20321.
- ISAAKS, E. H., SRIVASTAVA, R. M. Introduction to Applied Geostatistics. New York/Oxford Academic Press, 1989, 561p.
- JOHNSON, S. D., FLINT, S., HINDS, D., VILLE WICKENS, H. Anatomy, geometry and sequence stratigraphy of basin floor to slope turbidite systems, Tanqua Karoo, South África. The Journal of the International Association of Sedimentologists. 2001, v. 48, p.987-1023.
- JOURNEL, A. G., ALABERT, F. G. Focusing on spatial connectivity of extreme – Valued Attributes: Stochastic Indicator Models of Reservoirs Heterogeneities. In: SPE

ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 63, Houston, TX, Oct 2-5, 1988, p. 621-632, Proceedings SPE #18324.

JOURNEL, A. G., GÓMEZ-HERNANDEZ, J. J. Stochastic Imaging of Wilmington clastic sequence. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 64, San Antonio, TX, Oct 8-11, 1989, p. 33-40, Proceedings SPE #19857.

KUENEN, P. H. Experiments in connection with Daly's hypothesis on the formation of submarine canyons. *Leidsche Geol. Media*, v.8, p.327-335, 1937.

KUENEN, P. H. Turbidity currents of high density. In: INTERN. GEOL. CONG., 18TH, Londres, 1948. Rept.8..., p.44-52, 1950.

KRAUSE, F. F., COLLINS, H. N., NELSON, D. A., MACHEMER, S. D. & FRENCH, P. R. Multiscale anatomy of a reservoir: geological characterization of Pembina-cardium pool, West-Central Alberta, Canada. *AAPG BULLETIN* v. 71, n. 10, p. 1233-1260, 1987.

KRONBAUER, A. Modelagem geoestatística de fácies, propriedades petrofísicas e da saturação de óleo remanescente em um reservatório maduro. 2003. 138f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 2003.

LAKE, L. W., CARROLL, JR. H. B. Reservoir characterization. Academic Press, Orlando, 1986, 659p.

LANTUÉJOUL, C. *Random sets and functions from models to conditional simulations*, 1995, 141p. (Notas de curso).

LE BLANC SR., R. J. Distribution and Continuity of sandstone reservoirs. Part 1 and 2. *Journal of Petroleum Technology*, p.776-804. SPE#6137, 1977.

- LERCHE, I. Geological risk and uncertainty in oil exploration, Chap. 10, Academic Press, 1997, 658p.
- LOWE, D. R. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents: *Journal of Sedimentary Petrology*, v.52, 1982, p.279-297.
- LUSTER, G. R. Practical conditional simulation or coregionalization, basic methods and transformations. Stanford, Sanford University, 1985. Tese (Doutorado).
- LUTHI, S. M., BANAVAR, J. R. Application of borehole images to three-dimensional geometric modeling of eolian sandstone reservoirs, Permian Rotliegende, North Sea. *AAPG BULLETIN* v.72, n.9, p.1074-1089, 1988.
- MASSONAT, G. J., ALABERT, F. G., GIUDICELLI, C. B. Anguille Marine, a deep sea fan reservoir offshore Gabon: from geology to stochastic modeling. In: *SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 67, Washington, USA., SPE # 24709. p. 477-492, 1992.
- MIALL, A. D. Reservoir heterogeneities in fluvial sandstones: Lessons from outcrop studies. *AAPG BULLETIN* v. 72, n. 6, p. 682-697, 1988.
- MIDDLETON, G. V., HAMPTON, M. A. Sediment gravity flows: mechanisms of flow and deposition. In: MIDDLETON, G. V., BOUMA, A. H., EDS., *Turbidites and deep water sedimentation: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Pacific Section, Short Course*, p.1-38, 1973.
- 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 estratiográficos em turbiditos. Relatório Final do Projeto RT TRO
00011, CENPES/DIGER, PETROBRAS, 41 p., 2004.
- MORAES, M. A. S., BLASKOVISC, P. R., PARAIZO, P. L. B. Arquitetura de
reservatórios de águas profundas. Boletim de Geociências Petrobras v.14, n.1, p.7-
25, 2006.
- MULDER, T., ALEXANDER, J. The physical character of subaqueous sedimentary
density flows and their deposits. The Journal of the International Association of
Sedimentologists. 2001, v. 48, p.269-299.
- MUTTI, E. *Turbidite Sandstones*. Milan: Agip, 1992, 275p.
- MUTTI, E., TINTERRI, R., REMACHA, E., MAVILLA, N., ANGELLA, S., FAVA, L.
An introduction to the Analysis of Ancient Turbidites Basins from an outcrop
perspective. Tulsa, The American Association of Petroleum Geologists, 1999, 96p.
- NORMANDO, M. N. Impacto da modelagem estocástica no processo de caracterização de
reservatórios maduros. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de
Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 84p. Dissertação (Mestrado).
- OJEDA, H. A. O. Structural framework, stratigraphy, and evolution of Brazilian marginal
basins. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin v.66, 1982,
p.732-749.
- OLIVEIRA, M. L. Análise das incertezas envolvidas na modelagem de reservatório no
contexto geoestatístico. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de
Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 115p. Dissertação
(Mestrado).

- PARAIZO, P. L. B. Modelagem numérica para tratamento de dados geológicos. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/ Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 1993. 137p. Dissertação de Mestrado.
- PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E., SIEVER, R. *Sand and Sandstone*. New York : Springer-Verlag, 1973.
- PETTIJOHN, F. J. *Sedimentary Rocks*. New York: Harper & How, Publishers. 1975, 628p.
- PONTE, F. C., ASMUS, H. E. Geological framework of the Brazilian continental margin: *Geologische Rundschau* v.67, 1978, p.201-235.
- PONTE, F. C., FONSECA, J. R., CAROZZI, A. V. Petroleum habitats in the Mesozoic-Cenozoic of the continental margin of Brazil, In: A. D. Miall, ed., facts and Principles of world petroleum occurrence: Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 6, 1980, p.857-886.
- ROJAS, I. Geological evaluation of San Diego Norte pilot Project, Zuata Area. Orinico Oil Belt, Venezuela. AAPG BULLETIN v. 71, n. 10, p. 1294-1303, 1987.
- ROMEU, R. K., PARAIZO, P. L.B.; MORAES, M. A. S.; LIMA, C. C., LOPES, M. R. F., SILVA, AI T., RODRIGUES, J. R. P.; SILVA, F. P. T., CARDOSO, M. A., DAMIANI, M. C. Reservoir representation for flow simulation. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Rio de janeiro, Brazil, SPE # 94735. p. 1-8, 2005.
- SANDERS, J. E. Primary Sedimentary structures formed by turbidites currents and related resedimentation mechanisms. In: MIDDLETON, G. V. ed. *Primary Sedimentary Structures and their hydrodynamics interpretation*. Tulsa, USA, SEPM(Spec. Publ. 12), 1965, p.192-219.

SANTOS, M., Modelagem Estocástica Baseada em Objetos de Reservatórios Turbidíticos Canalizados. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 186p. Dissertação (Mestrado).

SCHLUMBERGER, “Log Interpretation: Principles/Applications”, 1987.

SLATT, R. M., HOPKINS, G. L. Scaling geologic reservoir description to engineering needs. *Journal of Petroleum Technology*, p.202, Fevereiro, 1990.

SNEIDER, R. M. Predicting reservoir rock geometry and continuity in Pennsylvanian Reservoirs, Elk City Field, Oklahoma. *Journal of Petroleum Technology*, p.851-866, SPE#6138, 1977.

SOUZA JR, O. Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des dreservoirs d'un cone sous-marine profound (Champ de Namorado, Brésil). Paris, Canadá: Université Paris, 1997, 215p. Tese (Doutorado).

SRIVASTAVA, R. M. An overview of stochastic methods for reservoir characterization. in: YARUS J M & CHAMBERS R L (eds) *Stochastic modeling and Geostatistics: principles, methods and case studies*. Tulsa-OK:AAPG Computer Applications in Geology, 1994, 3-16.

TYLER, N. & AMBROSE, W. A. Facies architecture and production characteristics of strand-plain reservoirs in North markham-North bay City Field, Frio Formation, Texas. *AAPG BULLETIN* v. 70, n. 7, p.809-829, 1986.

TIMUR, A. An investigation of Permeability Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst*, 9, 4, p. 8-17.

WALKER, R. G. *Facies models*. Toronto: Geoscience, 1984, 317p.

van de GRAAFF, W. J. E., EALEY, P. J. Geological modeling for simulation studies. **AAPG BULLETIN** v.73, n.11, p.1436-1444, 1989.

WARDELL, J. R., HAYES, M. R., BURFORD, S. J., McGUCKIN, J. J. A 3-D Geostatistical Model of a Turbidite Reservoir and Validation by Pressure Transient Analysis. In: EUROPEAN 3-D RESERVOIR MODELLING CONFERENCE. Stavanger, Norway. Apr 16-17, 1996, p. 407-418, Proceedings SPE #35538.

WEBER, K. J., VAN GEUNS, L. C. Framework for constructing clastic reservoir simulation models. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 64, San Antonio-TX, Oct 8-11, 1989, Proceedings SPE#19582, 1990. [Journal of Petroleum Technology, 42(10):1248-1253, 1296-1297].

WEBER, K. J. How Heterogeneity Affects Oil Recovery. In: Lake, L. W. & Carrol Jr., H.B. (eds.). Reservoir Characterization. Academic Press Inc, Orlando, FL, 1986, 659p., p.487-544.