

CAMILA ANDRADE PASSARELLA

INTEGRAÇÃO DE DADOS DE POÇOS E MÉTODOS GEOESTATÍSTICOS PARA A MODELAGEM GEOLÓGICA DO CAMPO DE NAMORADO

Campinas 2012



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

CAMILA ANDRADE PASSARELLA

INTEGRAÇÃO DE DADOS DE POÇOS E MÉTODOS GEOESTATÍSTICOS PARA A MODELAGEM GEOLÓGICA DO CAMPO DE NAMORADO

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para a obtenção do título de Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Camila Andrade Passarella e orientada pelo Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal.

Orientado

Campinas 2012

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

P266i	Passarella, Camila Andrade Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado / Camila Andrade Passarella Campinas, SP: [s.n.], 2012.
	Orientador: Alexandre Campane Vidal. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.
	1. Poços de petróleo. 2. Reservatórios. 3. Campos petrolíferos. 4. Geologia. 5. Geoestatística. I. Vidal, Alexandre Campane, 1969 II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Well log data and geostatistical methods integration for geologic modeling of the Namorado Oil Field
Palavras-chave em Inglês: Petroleum wells, Reservoirs, Petroleum fields, Geology, Geostatistics
Área de concentração: Reservatório e Gestão
Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo
Banca examinadora: Alexandre Campane Vidal, Juliana Finoto Bueno, Marcelo Monteiro da Rocha
Data da defesa: 29-11-2012
Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

INTEGRAÇÃO DE DADOS DE POÇOS E MÉTODOS GEOESTATÍSTICOS PARA A MODELAGEM GEOLÓGICA DO CAMPO DE NAMORADO

Autora: Camila Andrade Passarella Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

lil /

Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal, Presidente UNICAMP/IG/DGRN

Dra. Juliana Finoto Bueno UNICAMP/IG/DGRN

Prof. Dr. Marcelo Monteiro da Rocha USP/IGC

Campinas, 29 de novembro de 2012.

Dedico este trabalho aos meus pais, ao meu irmão e ao meu avô Bruno (*in memoriam*) que sempre me perguntava 'como estava o meu trabalho'.

"Ele supõe saber alguma coísa e não sabe, enquanto eu, se não seí, tampouco suponho saber. Parece que sou um pouco mais sábio que ele exatamente por não supor que saíba o que não seí". Sócrates

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio financeiro concedido através do Programa de Ciências e Engenharia dos Recursos Naturais de Óleo e Gás (PRH-15), sem o qual este trabalho não teria condições de ser realizado.

Agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal pela orientação deste trabalho e pelos ensinamentos.

Agradeço à Dra. Juliana Finoto Bueno pelo auxílio com o *software* RMS[®], pelos questionamentos referentes ao encaminhamento do meu trabalho, pelas sugestões, discussões e conhecimentos transmitidos.

Agradeço ao Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) e ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo (CEP) pela infra-estrutura fornecida e pelo suporte acadêmico e administrativo.

Agradeço aos meus colegas de mestrado Éllen, Bruno, Marcelo, Vinícius, Leandro, Hernani, Ivan, Paula pela convivência dentro e fora da sala de aula.

Agradeço à Marina Sória Castellano pela inestimável ajuda, pelos livros emprestados, pelo apoio emocional, pelas conversas divertidas e acima de tudo pela sua amizade.

Agradeço a todos os meus amigos que independente da distância sempre torceram para o meu sucesso, me dando apoio nos momentos difíceis e compreendendo a importância desta etapa em minha vida.

Agradeço aos meus pais, ao meu irmão e a todos os meus familiares que acreditaram nos meus ideais, que me ajudaram a ter perseverança e que me incentivaram nesta jornada de trabalho intenso.

Por fim, agradeço não só aqueles que de alguma forma contribuíram para que este trabalho fosse concretizado, como também agradeço a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para que a execução deste trabalho fosse mais dificultosa, pois estes me fizeram crescer tanto como profissional quanto como pessoa. Parafraseando Albert Einstein: "Agradeço a todos que me disseram não. É por causa deles que eu fiz tudo eu mesmo".

RESUMO

PASSARELLA, Camila Andrade (2012). *Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 144p.

O presente trabalho foi direcionado para a caracterização e modelagem geológica do reservatório turbidítico do Campo de Namorado. Visto que os depósitos de hidrocarbonetos formaram-se a partir de processos sedimentares e tectônicos complexos que atuaram durante milhões de anos nas bacias e que as informações obtidas destes depósitos são bastante restritas, tornou-se consensual a idéia de que a integração de metodologias e ferramentas possibilita a melhor compreensão dos reservatórios e de suas heterogeneidades. Neste trabalho optou-se por integrar os dados oriundos da geofísica de perfis de poços e dos testemunhos, através dos métodos geoestatísticos de modelagem estocástica com o intuito de gerar modelos equiprováveis do Campo de Namorado que auxiliarão no entendimento da distribuição das principais unidades do reservatório que influenciam na estimativa do volume de óleo.

A análise faciológica teve como enfoque os métodos qualitativo, apoiado na descrição das 29 litofácies descritas nos testemunhos, e quantitativo, baseado nas análises dos perfis geofísicos de 54 poços. Com base nesta correlação rocha-perfil, as fácies arenito, arenito argiloso, carbonato e folhelho foram definidas como sendo os prováveis litotipos presentes no reservatório. Para a modelagem geológica e estrutural do Campo de Namorado todos os dados disponíveis foram tratados com o auxílio de um *software* de modelagem de reservatório; interpretação dos três ciclos deposicionais; identificação das falhas; e, por fim, geração de um *grid* 3D que servirá como base para a realização das modelagens estocásticas subseqüentes.

Com a aplicação do método estocástico de simulação seqüencial de indicatriz, foi definida a distribuição espacial das fácies. As propriedades de porosidade efetiva e saturação de água, relacionadas a cada litotipo, foram modeladas a partir da técnica de simulação gaussiana seqüencial. A definição destes parâmetros possibilitou a obtenção do volume de óleo *in situ* do Campo de Namorado. Como resultado final foram obtidos vários modelos equiprováveis que representam toda a estrutura do reservatório e possibilitam a quantificação da incerteza associada à estimativa do volume de óleo.

Palavras Chave: perfis de poços, caracterização de reservatórios, modelagem estocástica.

ABSTRACT

PASSARELLA, Camila Andrade (2012). *Well log data and geostatistical methods integration for geologic modeling of the Namorado Oil Field*. Campinas: Mechanic Engineering Faculty and Geoscience Institute, State University of Campinas. Master Dissertation. 144p.

This work focused the geologic characterization and modeling of the Namorado Oil Field. Sedimentary and tectonic complex processes formed the hydrocarbon deposits for millions of years in the basins, but the information obtained from these deposits is very narrow. In this matter, the opportunity to study the integration of methodologies and tools enables a better understanding of the reservoirs and their heterogeneity. This work integrates the data derived from well logs and cores by the geostatistical methods of stochastic modeling to generate equiprobable models of the Namorado Oil Field, which will assist in the understanding of the distribution of the main reservoir units that influence in the oil volume estimation.

The facies analysis used the qualitative method, based on the description of 29 lithofacies described in the cores, and the quantitative method, supported by the well log analysis of 54 wells. Based on this correlation between logs and rocks, was defined as probable reservoir litotypes the facies sandstone, shaly sandstone, carbonate and shale. For the geologic and structural modeling of the Namorado Oil Field all the available data were processed with the aid of a reservoir modeling software. The steps of the work were: delimitation of the top and bottom of the 54 reservoir wells; the interpretation of a 3D grid for the base of the stochastic modeling.

The application of the stochastic method of sequential indicator simulation defined the spatial distribution of the facies. In the other hand, the properties of effective porosity and water saturation related to each lithotype were modeled using the technique of sequential Gaussian simulation. The definition of these parameters allowed the oil volume estimation of the Namorado Oil Field. As a final result, several equiprobable models were obtained representing the entire structure of the reservoir and allowing the uncertainty quantification associated with oil volume computation.

Key Words: well logs, reservoir characterization, stochastic modeling.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	xvii
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	xxi
LISTA DE TABELAS	xxv
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1. Aspectos Gerais	1
1.2. Modelagem Geológica	3
1.3. Área de Estudo	4
1.4. Objetivos	5
CAPÍTULO 2 – MATERIAIS E MÉTODOS	7
2.1. Aspectos Gerais	7
2.2. Base de Dados	7
2.3. Ferramentas Utilizadas	7
2.4. Workflow	8
CAPÍTULO 3 – CONTEXTO GEOLÓGICO	11
3.1. BACIA DE CAMPOS	11
3.2. Arcabouço Estratigráfico	12
3.3. Arcabouço Estrutural	15
3.4. Origem e Evolução Tectono-Sedimentar	17
3.5. CAMPO DE NAMORADO	19
CAPÍTULO 4 – SISTEMAS DE SEDIMENTAÇÃO TURBIDÍTICA	25
4.1. Aspectos Gerais	25
4.2. Sistemas Turbidíticos	25
CAPÍTULO 5 – MODELAGEM ESTOCÁSTICA	
5.1. Aspectos Gerais	
5.2. MODELAGEM ESTOCÁSTICA	
5.3. Métodos Baseados em Pixel	
5.3.1. Simulação Seqüencial de Indicatriz (SIS)	

5.3.2. SIMULAÇÃO GAUSSIANA SEQÜENCIAL (SGS)	36
CAPÍTULO 6 – CARACTERIZAÇÃO DE FÁCIES E PARÂMETROS ASSOCIADOS	S 39
6.1. Aspectos Gerais	39
6.2. Perfis Geofísicos	40
6.2.1. PERFIL DE RAIOS GAMA (GR)	40
6.2.2. Perfil de Densidade da Formação (RHOB)	41
6.2.3. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)	42
6.2.4. Perfil Sônico (DT)	43
6.2.5. Perfil de Indução (ILD)	45
6.3. Estudo de Fácies do Campo de Namorado	46
6.4. Delimitação de Topo e Base	48
6.5. Definição de Fácies	50
6.6. Cálculo do Volume de Argila (V _{sh})	59
6.7. CÁLCULO DA POROSIDADE EFETIVA (PHIE)	61
6.8. Cálculo da Saturação de Água (S_w) e Definição do Contato Óleo-Água.	63
CAPÍTULO 7 – MODELAGEM GEOLÓGICA DO CAMPO DE NAMORADO	69
7.1. Aspectos Gerais	69
7.2. DISPOSIÇÃO DOS POÇOS NO LIMITE GEOGRÁFICO DO CAMPO DE NAMORADO	70
7.3. Estrutura Estratigráfica e Ciclos Deposicionais	71
7.4. MODELO ESTRUTURAL DO CAMPO DE NAMORADO	74
7.5. Definição da Malha 3D	78
7.5.1. Regularização dos Dados de Poços	80
7.6. Modelagem de Fácies	86
7.6.1. CURVA DE PROPORÇÃO VERTICAL (CPV)	86
7.6.2. Estudo Variográfico das Fácies	89
7.6.3. MODELAGEM DE FÁCIES PELO MÉTODO DA INDICATRIZ	92
7.7. MODELAGEM PETROFÍSICA	94
7.7.1. TRANSFORMAÇÃO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	95
7.7.2. Estudo Variográfico das Propriedades Petrofísicas	98
7.7.3. MODELAGEM GAUSSIANA DE PHIE E SW	99

7.8. CÁLCULO DA RAZÃO NET TO GROSS (NTG)	. 103
7.9. Cálculo do Volume de Óleo e Análise dos Resultados	. 105
CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
APÊNDICE A	125
APÊNDICE B	127
APÊNDICE C	. 129
APÊNDICE D	131

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1: Mapa de localização da área de estudo5
Figura 2.1: Interação de todos os módulos do RMS [®] (modificado de Roxar, 2009a,b)8
Figura 2.2: Workflow empregado para a realização da dissertação10
Figura 3.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, com destaque para a área de estudo (modificado de Rangel & Martins, 1998)11
Figura 3.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (modificada de Winter et al., 2007).
Figura 3.3: Arcabouço das feições estruturais da Bacia de Campos (modificado de Rangel & Martins, 1998)
Figura 3.4: Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (modificado por Barboza 2005 a partir de Meneses 1990)21
Figura 3.5: Modelo turbidítico esquemático do Campo de Namorado (modificado por Barboza et al. 2003 a partir de Souza Jr. 1997)
Figura 4.1: A Seqüência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos T_a a T_e para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (modificada por Pedreira et al. 2008, incorporando conceitos de Lowe 1982 e Mutti 1992, a partir de Pickering et al. 1986)
Figura 4.2: Seção geológica esquemática das bacias da margem leste brasileira (modificada de Bruhn et al., 2003). Os principais tipos de depósitos de água profunda estão marcados em amarelo. Os mais importantes reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos estão marcados em vermelho: Albacora Leste (ABL), Barracuda (BR), Caratinga (CRT), Jubarte (JUB), Marimbá (MA), Namorado (NA), Roncador (RO) e Vermelho (VM).
Figura 6.1: Delimitação de topo e base do poço NA01A com base nos perfis geofísicos.

Figura 6.2: Litotipos representativos da cada associação de fácies. (A) Fácies 8 - arenito médio maciço; (B) Fácies 11 - arenito/folhelho finamente interestratificado; (C) Fácies 21

- arenito cimentado com feições de escorregamento; (D) Fácies 1 - interlaminado lamoso deformado; e (E) Fácies 14 - folhelho radioativo. Imagens extraídas de Barboza (2005). 52

Figura 6.3: Histograma das proporções das fácies classificadas pela função lógica. 55

Figura 6.4: Correlação entre os litotipos descritos por meio de testemunhos (esquerda) e as fácies classificadas através da função lógica proposta (direita) para os poços NA04A, NA11A, NA07 e NA44D
Figura 6.5: Histogramas da variável GR para as fácies (A)58
Figura 6.6: Histogramas da variável RHOB para as fácies (A) arenito; (B) arenito argiloso; (C) carbonato; e (D) folhelho
Figura 6.7: Tipos de ocorrência da argila nos reservatórios areníticos (modificado de Halliburton, 2001). (A) Argila Laminar; (B) Argila Estrutural; e (C) Argila Dispersa 59
Figura 6.8: Histogramas das porosidades efetivas das fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso
Figura 6.9: Histogramas da saturação de água das fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso
Figura 6.10: Gráficos de correlação da saturação de água em relação à profundidade mostrando o contato óleo-água dos blocos (A) alto e (B) baixo
Figura 6.11: Cota altimétrica do contato óleo-água dos blocos alto e baixo
Figura 7.1: Workflow utilizado para a geração do modelo geológico e análise de incerteza do Campo de Namorado
Figura 7.2: Mapa de localização dos 54 poços na área de estudo em cada bloco
Figura 7.3: Horizontes de topo e base do Campo de Namorado
Figura 7.4: Ciclos deposicionais dos poços NA01A e NA23D localizados no centro e na borda do campo, respectivamente
Figura 7.5: Distribuição de fácies de acordo com os sistemas deposicionais
Figura 7.6: Mapa estrutural do topo do reservatório de Namorado
Figura 7.7: (A) Superfícies de falhas; (B) Falha F3 dividindo o campo em dois blocos 76
Figura 7.8: Modelo de Horizontes 3D gerado77

Figura 7.9: Malha geológica 3D destacando as falhas internas inerentes ao campo 79
Figura 7.10: Divisão do Campo de Namorado em cinco blocos de falhas
Figura 7.11: Representação esquemática do processo de regularização dos dados de poços (modificado de Roxar, 2009)
Figura 7.12: (A) Proporção das fácies regularizadas de acordo com a malha 3D e (B) proporção das fácies dos dados originais, conforme mostrado na Figura 6.3
Figura 7.13: Correlação entre as informações dos perfis originais e aquelas provenientes dos perfis regularizados para as fácies
Figura 7.14: Proporção regularizada da propriedade porosidade efetiva para as fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso; e proporção regularizada da propriedade saturação de água para as fácies (C) arenito e (D) arenito argiloso
Figura 7.15: Proporção original da propriedade porosidade efetiva para as fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso; e proporção original da propriedade saturação de água para as fácies (C) arenito e (D) arenito argiloso
Figura 7.16: Dados regularizados das propriedades porosidade efetiva e saturação de água validados pelo perfil de fácies
Figura 7.17: Representação esquemática de como são calculadas as curvas de proporção vertical (modificado de Souza Jr., 1997)
Figura 7.18: Curvas de proporção vertical obtidas para as fácies do Campo de Namorado.
Figura 7.19: Modelos de variograma nas três direções para o sistema de canal91
Figura 7.20: Modelo de fácies da primeira realização gerado pelo método de indicatriz para o Campo de Namorado
Figura 7.21: Histograma da proporção das fácies gerada pelo método de indicatriz93
Figura 7.22: Esquema do processo de modelagem dos parâmetros petrofísicos (modificado de Roxar, 2009)
Figura 7.23: Seqüência de transformações dos dados
Figura 7.24: (A) Modelo da propriedade porosidade efetiva final (corrigida) da realização 1 (B) Modelo da propriedade saturação de água final (corrigida) da realização 1 101

Figura 7.25: Histogramas da propriedade PHIE final. (A) representação dos três sis	temas
de fácies; (B) sistema de canal; (C) sistema de canal-dique marginal; e (D) si	stema
hemipelágico	102

Figura 7.27:	Modelo da	razão net to	gross gerado	para a realização	1 do modelo de fácies.
	•••••				

Figura 7.28: Histograma da razão net te	o gross mostrando as	s proporções dos	sistemas de
fácies em cada fração do reservatório		•••••	104

Figura 7.29: Workflow utilizado para gerar as 100 realizações......107

T igura 7.50. Thisiogramus do STOTIT para o modelo de malcuriz
--

Quadro 6.1: Associação de fácies definidas por Souza Jr. (1997) e Barboza (2005)....... 46

Figura 7.31: Cenários de incerteza do modelo de fácies gerado por indicatriz......110

LISTA DE TABELAS

Tabela 6.1: Densidades dos litotipos e fluidos mais comuns (Rider, 2002).
Tabela 6.2: Tempos de trânsito e velocidades compressionais dos litotipos e fluidos maiscomuns (modificado de Girão Nery, 2000; Rider, 2000).
Tabela 7.1: Comparação entre as proporções de fácies obtidas pelas curvas de proporção vertical (CPV) e pela regularização dos dados de poços (BW)
Tabela 7.2: Parâmetros utilizados para a elaboração do modelo de variograma das fácies
Tabela 7.3: Seqüência de transformações aplicadas às variáveis PHIE e SW para ossistemas de canal e canal-dique marginal.98
Tabela 7.4: Parâmetros utilizados para a elaboração do modelo de variograma de PHIE e SW
Tabela 7.5: Razão net to gross obtida para os três sistemas de fácies gerados no modelo.
Tabela 7.6: Dados estatísticos do volume de óleo obtidos após 100 realizações108
Tabela 7.7: Dados estatísticos do volume de óleo obtido para cada zona estratigráfica. 109
Tabela 7.8: Cenários de incerteza obtidos a partir do volume de óleo do Campo deNamorado.109

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1. ASPECTOS GERAIS

Como os depósitos de hidrocarbonetos formaram-se a partir de processos sedimentares e tectônicos complexos que atuaram durante milhões de anos nas bacias sedimentares e tendo em vista que as informações obtidas destes depósitos são bastante restritas, chega-se ao consenso de que a integração de metodologias e ferramentas que permitam compreender melhor os reservatórios e suas heterogeneidades é de grande relevância.

A análise geológica (modelos deposicionais, diagenéticos e estruturais), a engenharia de reservatório (modelos de fluxo), os métodos estatísticos (clássicos e geoestatística), os métodos sísmicos (modelos elásticos) e a informática (cálculo numérico e computação gráfica) constituem metodologias e ferramentas importantes que, combinadas entre si, permitem a melhor compreensão dos reservatórios e suas heterogeneidades (Baldissera, 1992).

Neste trabalho, optou-se por integrar os dados oriundos da geofísica de perfis de poços e dos testemunhos, através dos métodos estocásticos com o intuito de gerar modelos geológicos equiprováveis do Campo de Namorado, que auxiliarão no entendimento da distribuição das principais unidades do reservatório e como estas unidades interferem na estimativa do volume de óleo *in place*.

As informações provenientes da perfilagem geofísica e dos testemunhos são obtidas durante a perfuração do poço. Enquanto os dados de perfis são responsáveis por fornecer as propriedades físicas das rochas atravessadas ao longo de um poço em relação à profundidade, a análise de testemunhos fornece a descrição em detalhe dos litotipos presentes na área de estudo.

As informações de poços, testemunhos e perfis geofísicos, constituem-se em importantes ferramentas exploratórias por possibilitarem a correlação geológica entre poços vizinhos e propriedades petrofísicas das rochas.

Entretanto, o problema encontrado para se modelar um reservatório de forma determinística está na distância entre os poços que, geralmente, não permite que as correlações sejam confiáveis. Por mais detalhada a análise dos perfis de poços, esta não fornece informações sobre a extensão lateral das variáveis analisadas (Normando, 2005).

De acordo com Kronbauer (2003), o conhecimento geológico obtido com os dados de poços e testemunhos geralmente não é suficiente para predizer com exatidão a arquitetura do reservatório no espaço interpoços, o que justifica o emprego de uma abordagem probabilística, para gerar um certo número de modelos equiprováveis que honrem os dados de poços (informações *hard*) e satisfaçam também o modelo geológico conceitual da área construído a partir da experiência acumulada com depósitos similares e afloramentos análogos, histórico de produção e levantamentos sísmicos (informações *soft*).

A modelagem estocástica auxilia na caracterização das heterogeneidades do reservatório criando muitas representações plausíveis de um atributo de interesse. De acordo com Baldissera (1992), enquanto as descrições de reservatórios geram modelos determinísticos, a modelagem estocástica pode gerar inúmeras possibilidades de modelos de reservatório, respeitando os dados limitados disponíveis (condicionalização) e podendo incluir informações interpretadas.

Segundo Chambers *et. al.* (2000*b*), devido ao fato dos processos naturais responsáveis por gerarem reservatórios de petróleo não serem randômicos, muitos geocientistas rejeitam completamente a utilização de métodos estocásticos para caracterizar reservatórios.

Entretanto, embora se tenha conhecimento de que os reservatórios de petróleo não são decorrentes de processos randômicos, é notório que estes reservatórios possuem atributos que fazem com que eles se comportem como se fossem aleatórios (Chambers *et. al.*, 2000*b*). As heterogeneidades geológicas ocorrem em múltiplas escalas o que dificulta o seu conhecimento preciso e detalhado, gerando, assim, uma incerteza. Esta impossibilidade representa o caráter estocástico do modelo.

Normando (2005) afirma que mesmo não sendo possível reproduzir exatamente as características dos reservatórios, as técnicas geoestatísticas de modelagem estocástica são utilizadas para auxiliar na representação das heterogeneidades dos reservatórios e da variabilidade espacial das variáveis, inferindo estas propriedades nas áreas onde há ausência de dados.

A escolha de um método geoestatístico de modelagem estocástica depende de fatores como o objetivo do projeto, a disponibilidade e o tipo dos dados, o ambiente deposicional e a escala na qual o modelo deve ser usado.

Os métodos de modelagem estocástica, tradicionalmente aplicados à campos petrolíferos, normalmente ressaltam a necessidade de empregar uma abordagem em duas etapas para que se tenha uma descrição consistente das heterogeneidades do reservatório (Alabert & Massonnat, 1990; Haldorsen & Damsleth, 1990; Damsleth *et al.*, 1992; Alabert & Modot, 1992; Dubrule, 1993; Bahar & Kelkar, 1997).

Na primeira etapa, modela-se a distribuição faciológica dentro do reservatório que interfere na quantificação do volume de óleo e na segunda etapa modela-se o comportamento das propriedades petrofísicas em cada fácies anteriormente modelada. Este tipo de abordagem permite maior controle na quantificação do volume de óleo devido ao fato de representar diversos resultados equiprováveis.

1.2. MODELAGEM GEOLÓGICA

A caracterização de reservatórios compreende a determinação quantitativa e tridimensional do limite, volume, heterogeneidades e distribuição das propriedades de rocha e fluido, tendo como objetivo final a construção de um modelo capaz de prever o comportamento do reservatório. A partir do modelo gerado é possível planejar de maneira mais eficiente a locação de poços, reduzindo, assim, os custos inerentes à perfuração (Bankhead, 2002 *apud* Sancevero, 2003).

Os modelos geológicos são provenientes da integração de várias áreas do conhecimento, como geologia, geofísica e engenharia de reservatório, envolvendo, assim, a junção de diversos tipos de dados. Os dados geológicos, por exemplo, correspondem à gênese e caracterização física do reservatório e podem ser obtidos através de testemunhos e interpretações sedimentológicas e estratigráficas da área estudada.

Os dados geofísicos podem ser provenientes dos perfis geofísicos de poços e sísmica que fornecem informações sobre o modelo estrutural, litotipos, petrofísica e tipo de fluidos. Por fim, os dados de engenharia de reservatório correspondem ao comportamento do fluxo no meio poroso e envolvem dados PVT (pressão, volume e temperatura) e de produção.

De acordo com Bryant & Flint (1993), a metodologia normalmente empregada para a modelagem de reservatórios clásticos consiste em: definir o espaço ocupado pelo intervalo estratigráfico no qual o reservatório se encontra; reconhecer as unidades geológicas dentro desse espaço; identificar a geometria dessas unidades; organizar essas unidades dentro do espaço definido (arquitetura); e identificar as propriedades do reservatório.

A definição do espaço ocupado pelo reservatório normalmente é realizada através da integração de dados sísmicos (escala regional) e de perfis de poços (escala local). Nesta etapa, são definidos os horizontes que podem ser correlacionados com as unidades litológicas e superfícies de inundação ou inconformidades. Além disso, conhecendo o contexto estratigráfico no qual o reservatório se encontra pode-se modelar a arquitetura sedimentar dentro do intervalo.

O reconhecimento das unidades geológicas baseia-se primeiramente na determinação de qual tipo de objeto (canal, *overbank*) e/ou camada que será modelado. Esta identificação pode ser realizada através de afloramentos análogos ou de testemunhos e perfilagem (em subsuperfície). Em seguida, identificam-se as características inerentes de cada unidade nas escalas macro, meso e microscópica.

A identificação da geometria das unidades geológicas reconhecidas consiste em determinar tanto a extensão lateral e vertical (distribuição e mudanças nos atributos) dos objetos e camadas modelados bem como estabelecer a continuidade entre eles.

O passo seguinte consiste em determinar a disposição no espaço das unidades geológicas identificadas. Segundo Bryant & Flint (1993), o princípio básico é de que as rochas sedimentares são depositadas de forma sistemática (não randômica) devido à interação dos processos auto e alocíclicos que afetaram o ambiente deposicional. A representação tridimensional da arquitetura sedimentar é essencial para a previsão do comportamento do reservatório, porém, para que esta representação seja plausível com a realidade, é preciso considerar, além dos dados de superfície e subsuperfície, os processos que controlam a arquitetura sedimentar.

Por fim, considerando que as informações do reservatório não são uniformemente distribuídas dentro das unidades geológicas, a modelagem das variações internas do reservatório se faz necessária para identificar a interação das propriedades do reservatório com as suas estruturas sedimentares. A existência de barreiras de fluxo e de variações na permeabilidade são dois principais aspectos que devem ser considerados durante a modelagem de reservatórios.

1.3. ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo é o Campo de Namorado (**Figura 1.1**), situado na porção centronorte da zona de acumulação de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, a 80 km da costa, em lâmina d'água situada entre 140 e 250m. Este campo encontra-se no compartimento exploratório intermediário da Bacia de Campos e é caracterizado por possuir grande parte de sua área coberta por levantamento sísmico 3D e uma quantidade significativa de poços amostrados.



Figura 1.1: Mapa de localização da área de estudo.

1.4. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal a caracterização geológica do reservatório do Campo de Namorado através da integração de dados de poços e métodos geoestatísticos. Com a caracterização do reservatório será possível elaborar modelos geológicos equiprováveis que auxiliarão no entendimento da distribuição das principais unidades do reservatório que influenciam a estimativa do volume de óleo. Para se atingir este objetivo foram traçadas algumas metas específicas:

- Definição da geometria externa e interna do reservatório através da integração dos dados geofísicos e métodos geoestatísticos;
- Classificação dos litotipos através da interpretação dos perfis geofísicos e informações provenientes dos testemunhos;

- Utilização da perfilagem geofísica de poços para obter e analisar as propriedades petrofísicas e demais parâmetros considerados relevantes para a definição do reservatório;
- Aplicação da simulação seqüencial de indicatriz para definir a distribuição dos litotipos;
- Aplicação da simulação gaussiana seqüencial para modelar as propriedades petrofísicas em cada fácies litológica;
- Cálculo do volume de óleo e definição dos cenários de incerteza inerentes a este atributo do reservatório.

CAPÍTULO 2 – MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. ASPECTOS GERAIS

O momento crucial da elaboração de um projeto de pesquisa concerne na seleção de quais dados e ferramentas são relevantes para o desenvolvimento do projeto e na definição de como estes dados serão tratados para alcançar o objetivo proposto. Este capítulo especifica quais os dados e ferramentas que foram disponibilizados para a realização desta dissertação, bem como as principais tarefas desenvolvidas em cada etapa.

2.2. BASE DE DADOS

A base de dados utilizada neste estudo compreende os perfis geofísicos (densidade, raios gama, porosidade neutrônica, resistividade, sônico e cáliper) de 54 poços do Campo de Namorado, dos quais 14 possuem Análise Seqüencial de Testemunhos (ANASETE). Além disso, informações oriundas da sísmica 3D, como dados de falhas e horizontes foram utilizados para realizar a modelagem estrutural e geológica do reservatório. Esta base de dados foi disponibilizada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2.3. FERRAMENTAS UTILIZADAS

Para realizar a caracterização e modelagem geológica do Campo de Namorado foram utilizados dois *softwares*: o programa Excel, para preparar os dados provenientes dos perfis geofísicos de poços e o programa RMS[®] para realizar a modelagem do reservatório através da integração das informações geológicas e geofísicas a partir das técnicas geoestatísticas de modelagem estocástica.

O software Irap RMS[®] (Interactive Reservoir Analysis Package Reservoir Modeling System) foi desenvolvido pela empresa Roxar Software Solutions. Este software é uma ferramenta que auxilia na interpretação do reservatório através da visualização e modelagem tridimensional (**Figura 2.1**).

Além disso, o RMS[®] permite a integração dos dados disponíveis do reservatório, independentemente de qual seja a fonte e a escala dos mesmos. Esta capacidade de integrar dados de diferentes escalas e fontes, associada ao conhecimento geológico, auxilia o





Figura 2.1: Interação de todos os módulos do RMS[®] (modificado de Roxar, 2009*a*,*b*).

2.4. WORKFLOW

O trabalho foi desenvolvido de acordo com as sete etapas abaixo discriminadas e que encontram-se sintetizadas no *workflow* da **Figura 2.2**.

A primeira etapa do trabalho consistiu no levantamento dos dados geológicos e geofísicos disponíveis do reservatório, bem como no levantamento bibliográfico dos principais aspectos geológicos, geofísicos e geoestatísticos que serão abordados nesta dissertação. A segunda etapa teve como meta o domínio dos princípios da modelagem geológica no RMS[®].

O foco da terceira etapa está na descrição das principais características geológicas do Campo de Namorado a partir da sua contextualização na Bacia de Campos, destacando os principais aspectos estratigráficos, tectônicos e evolutivos que influenciaram na sua formação. Esta contextualização geológica do Campo de Namorado encontra-se relatada no **Capítulo 3**.

A quarta etapa da dissertação consiste em descrever a fundamentação teórica que concerne ao modelo sedimentológico que representa o Campo de Namorado, ou seja, os

modelos de sedimentação turbidítica. Este assunto é apresentado no **Capítulo 4** da dissertação.

A quinta etapa destina-se à apresentação dos principais métodos estocásticos empregados na dissertação. O objetivo desta etapa foi descrever a fundamentação teórica que concerne aos modelos estocásticos, destacando os trabalhos mais relevantes sobre o assunto. Esta descrição dos aspectos inerentes aos modelos estocásticos é tratada no **Capítulo 5**.

A sexta etapa do trabalho, descrita no **Capítulo 6**, consiste na caracterização e definição das principais feições geológicas do reservatório. A princípio foi realizada a descrição dos aspectos mais importantes dos perfis geofísicos empregados na dissertação, bem como dos principais trabalhos realizados visando a classificação das fácies do Campo de Namorado. Em seguida determinou-se o intervalo estratigráfico que corresponde ao reservatório e neste intervalo foi realizada a classificação das fácies e os cálculos da porosidade efetiva (PHIE) e da saturação de água (SW). A discussão referente aos princípios que serão empregados para o cálculo das propriedades petrofísicas, bem como a definição do contato óleo-água também foram focos desta etapa.

Por fim, a sétima etapa, referente ao **Capítulo 7** da dissertação, destina-se à modelagem geológica do Campo de Namorado no *software* RMS[®] a partir dos dados de poços tratados na etapa anterior e das informações oriundas da sísmica 3D, conforme mencionado na **seção 2.2**. A princípio determinou-se o arcabouço estratigráfico e estrutural do reservatório (horizontes e falhas) que servirá como base para a definição do *grid* 3D no qual serão realizadas as modelagens estocásticas. Além disso, as informações provenientes dos dados de poços foram ajustadas para a malha do *grid*.

Em seguida, foi modelada a distribuição das fácies do reservatório a partir da técnica estocástica de simulação seqüencial de indicatriz. Os modelos de fácies gerados por esta técnica foram posteriormente preenchidos com as propriedades PHIE e SW através da técnica estocástica de simulação Gaussiana seqüencial. Assim, de posse dos modelos faciológicos e petrofísicos foi possível calcular o volume de óleo do Campo de Namorado e avaliar a incerteza associada a este atributo sob o enfoque de cenários de incerteza.



Figura 2.2: Workflow empregado para a realização da dissertação.

CAPÍTULO 3 - CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1. BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos está localizada ao longo da margem sudeste do Brasil entre a costa norte do Estado do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo (**Figura 3.1**). Trata-se de uma bacia de idade Meso-Cenozóica que abrange uma área de aproximadamente 100.000 km² dos quais apenas 500 km² estão em área emersa, com lâmina d'água atingindo mais de 3000 metros (Dias *et al.*, 1990; Rangel & Martins, 1998).



Figura 3.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, com destaque para a área de estudo (modificado de Rangel & Martins, 1998).

Na região de águas rasas, o limite norte da Bacia de Campos com a Bacia do Espírito Santo é evidenciado pelo Alto de Vitória, um bloco elevado de embasamento que coincide com a terminação oeste da Cadeia de Vitória-Trindade, um importante lineamento oceânico daquela área (Cainelli & Mohriak, 1999; Milani *et al.*, 2000; Milani & Araújo, 2003). Em águas profundas não existe uma separação efetiva entre as bacias.

O limite sul da Bacia de Campos é marcado pelo Arco de Cabo Frio, cuja região comportou-se como um foco de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia (Milani *et al.*, 2000). Na porção oeste, a bacia é limitada por um sistema de falhas com direção preferencial NE-SW, enquanto na região leste o seu limite é dado pelo talude da plataforma continental (Schaller, 1973).

Como outras bacias da costa leste brasileira, a Bacia de Campos é classificada, segundo a Teoria da Tectônica de Placas, como uma típica bacia de margem divergente (tipo V de Klemme, 1971 *in* Asmus & Porto, 1972), ou ainda do tipo Atlântico, segundo Asmus & Porto (1972), Asmus (1975), Ojeda (1982), Asmus (1982) e Asmus & Baisch (1983). Desta forma, a sua origem está relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana e à conseqüente formação do Oceano Atlântico (Dias *et al.*, 1990; Flexa *et al.*, 2004).

Nesta bacia, a interligação das rochas geradoras e das rochas reservatórios pósevaporíticas está relacionada à tectônica profunda associada à fase *rift* e à movimentação adiastrófica associada à halocinese. A migração do hidrocarboneto é facilitada pela criação de "janelas" nos evaporitos (Figueiredo & Mohriak, 1984).

Segundo Dias *et al.* (1990), o potencial petrolífero da Bacia de Campos apresenta características tectono-sedimentares peculiares, fazendo com que a acumulação de hidrocarbonetos na bacia seja propiciada pela interação de vários fatores como: baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e as variações globais do nível do mar no Neocretáceo e Terciário.

3.2. ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO

Com base nas informações provenientes dos poucos poços perfurados na área costeira e na plataforma continental, Schaller (1973) elaborou a primeira carta estratigráfica da bacia. Neste trabalho, Schaller divide o pacote sedimentar em quatro unidades litoestratigráficas: (i) Formação Lagoa Feia, constituída de evaporitos e clásticos nãomarinhos; (ii) Formação Macaé, composta por rochas carbonáticas com intercalações de folhelhos; (iii) Formação Campos, representada por uma variação faciológica (arenitos, folhelhos e carbonatos); e (iv) Formação Emborê, constituída de arenitos e carbonatos.

A partir da aquisição de um maior volume de dados decorrentes do avanço exploratório da bacia, Rangel *et al.* (1994) elaboraram uma carta estratigráfica mais detalhada, na qual o arcabouço estratigráfico está divido em seis unidades: (i) Formação Cabiúnas, (ii) Formação Lagoa Feia, (iii) Formação Macaé, (iv) Formação Carapebus, (v)

Formação Ubatuba e (vi) Formação Emboré (as três últimas pertencentes ao Grupo Campos).

Recentemente, Winter *et al.* (2007) desenvolveram uma nova carta estratigráfica (**Figura 3.2**) com ênfase na análise cronoestratigráfica.

A **Formação Cabiúnas** está localizada de forma discordante e estratigraficamente acima do embasamento gnáissico pré-cambriano pertencente à Faixa de Dobramentos Ribeira (FDR) de idade Proterozóica (Rangel *et al.*, 1994; Winter *et al.*, 2007). Esta formação é representada por derrames basálticos eocretácicos intercalados por rochas vulcanoclásticas e sedimentares (Rangel *et al.*, 1994), depositados nos andares Rio da Serra e Aratu (Winter *et al.*, 2007). As datações radiométricas utilizando o método K-Ar indicaram idades entre 120 e 130 Ma (Dias *et al.*, 1990).

Sobreposto discordantemente à Formação Cabiúnas está o **Grupo Lagoa Feia** (Winter *et al.*, 2007), que anteriormente foi designado por Schaller (1973) e Rangel *et al.* (1994) como formação e que possui idades Hauteriviano, Barremiano (Andar Aratu) e Aptiano (Andares Jiquiá e Alagoas). Este grupo é atualmente composto pelas formações Coqueiro e Retiro (definidas como membros por Rangel *et al.*, 1994) e Itabapoana, Atafona, Gargaú e Macabu (definidas por Winter *et al.*, 2007).

A **Formação Itabapoana** é constituída por conglomerados polimíticos e arenitos líticos depositados sob a forma de fandeltas e leques aluviais, em ambiente lacustrino. Estes depósitos estão associados aos falhamentos de borda de blocos estruturais. A **Formação Atafona** é composta por siltitos, arenitos e folhelhos lacustres intercalados por camadas carbonáticas delgadas.

De acordo com Winter *et al.* (2007), a **Formação Coqueiros** está representada por intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos lacustres compostos por conchas (ou, na definição de Rangel *et al.* 1994, por coquinas pelecípodes), que foram depositados em ambiente de alta energia.

As **Formações Gargaú** e **Macabu** são caracterizadas por sedimentos carbonáticos, margas e arenitos, depositados em ambiente raso e transicional. Por fim, a **Formação Retiro** é representada por uma suíte evaporítica composta por camadas de halita que foram remobilizadas, formando domos salinos.

BR	PET	TROBR	AS					BACIA DE CAMPOS						WILSON RUBEM WINTER et al.
									LITOESTRAT	IGRAFIA	ESPESSU	A SEQÜÊNCIAS	NW Linha de costa Plateforma	Poço Distal Nivel do mar
Ма	PERÍODO	ÉPOCA IDADE			NATUR	DEPOSICIONAL	DISCORDANCIAS	GRUPO	FORMAÇÃO	MEMBRO	(m)		- 0m	Fundo do mar
0			0 x x x x x x x x x x x x x	IDADE	MARINHO REGRESSIVO	PROFUNDO / TALUDE / PLATAFORMA	PLEISTOCENICA MICCENO SUPERIOR MICCENO SUPERIOR MICCENO INFERIOR OLIGOCENO SUPERIOR OLIGOCENO SUPERIOR OLIGOCENO SUPERIOR EOCENO SUPERIOR EOCENO MEDIO EOCENO INFERIOR PALEOCENO INFERIOR PALEOCENO INF.	CAMPOS	EMBORÉ UBATUBA UBATUBA UBATUBA	GERIBÁ GERIBÁ GRUSSAI SÃO TOMÉ GRUSSAI SÃO TOMÉ	3920 4050 4050 304 1520 4050 3	N60 N50 N40 N30 N20 N10 E80 E74 E72 E60 02 99 91 State N10	BAR BAR BAR EDRIGRU EBRIST	
- 80 90 100	EO	NEO	(SENONIANC	CAMPANIANO SANTONIANO CONIACIANO TURONIANO CENOMANIANO	ARINHO TRANSGRESSIVO	PLATAFORMA RASA RESTRITO / LAGUNAR	NTRA - CAMPANIANA II INTRA - CAMPANIANAT CONIACIANO INTRA-CENOMANIANO	AÉ	CÁS VERAPEBUS CARAPEBUS	TAMOIOS	500 2250 1500	500 2250 K82- K86- A K100- K84 K88 A K110		
- 110— - 120—	CRETAC	EO	(GALICO)		0 VENTAL 0		PRÉ-EVAPORITICA PRÉ-NEC-ALAGOAS	LAGOA FEIA MAC		€titog	1050 2000 00 5	иб К70 1050 К60 2000 К38 2400 К38 2000 К38 2000 К38 2000 К36 09 075 240 ХУХ		
- 130 - 140 -	JURÁS- SICO	NEO	(NEOCOMIANO)	UIQUIA BARE BURACICA MAND HALTE- RVMNO QIANO BERRA- SERRA TITHO NANO DOM DOM DA	CONTIN	LACUSTRE	TOPO BASALTO		CABIÚNAS		2000		C C C C C C C C C C C C C C C C C C C	B
542		PRÉ-CA	мв	RIANO	<u>,</u>		ЕМВА	SAM	ENTO		· · · · ·		`,`,`,`,`, `,`,`,`,`,`,`,`,`,F,A,I,X,A,` ,R,I`B,E,I`R	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·

Figura 3.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (modificada de Winter et al., 2007).

Sobreposto de forma gradacional à Formação Retiro está o **Grupo Macaé** (Winter *et al.*, 2007), que anteriormente foi designado por Schaller (1973) e Rangel *et al.* (1994) como formação e que possui idades Albiano e Cenomaniano. Este grupo é composto pelas formações Quissamã, Goitacás e Outeiro (definidas como membros por Rangel *et al.*, 1994) e Namorado e Imbetiba (definidas por Winter *et al.*, 2007).

A Formação Quissamã, também conhecida como Macaé Águas Rasas, corresponde aos sedimentos carbonáticos depositados em ambientes de energia alta a moderada e caracterizados por depósitos de calcarenitos oolíticos. Winter *et al.* (2007) definiram dentro desta formação o Membro Búzios para representar os depósitos dolomíticos derivados da diagênese dos carbonatos basais.

A Formação Goitacás composta por conglomerados polimíticos e arenitos e a Formação Outeiro caracterizada por calcilutitos constituídos por foraminíferos e calcisferulídeos são conhecidos como Seção Bota. A Formação Namorado é representada por depósitos arenosos decorrentes de sistemas de fluxos hiperpicnais. Os depósitos desta formação ocorrem encaixados em baixos deposicionais gerados e controlados pela tectônica salífera. Por fim, a Formação Imbetiba é constituída por sedimentos pelíticos com predomínio de margas. Segundo Winter *et al.* (2007) esta unidade representa o afogamento da plataforma carbonática albiana.

Sobreposto discordantemente à Formação Imbetiba está o **Grupo Campos** (Rangel *et al.* 1994, Winter *et al.* 2007), que anteriormente foi designado por Schaller (1973) como formação e que possui idades entre Turoniano e Pleistoceno. Este grupo é composto pelas formações Ubatuba (definida como membro por Schaller, 1973), Carapebus e Emborê.

A Formação Ubatuba é caracterizada por seções pelíticas (folhelhos, argilas, margas e calcilutitos) depositadas em ambiente marinho. Na porção inferior desta formação as rochas apresentam-se mais litificadas, sendo denominada Membro Tamoios. A Formação Carapebus é constituída por arenitos finos e conglomeráticos intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba. Por fim, a Formação Emborê é representada por arenitos e carbonatos depositados em ambientes flúvio-deltaicos e plataformal. Esta formação é dividida nos Membros São Tomé (fácies clástica), Siri e Grussaí (ambos fácies carbonática).

3.3. ARCABOUÇO ESTRUTURAL

Na Bacia de Campos observam-se dois estilos estruturais (Schaller, 1973; Figueiredo & Mohriak, 1984; Guardado *et al.*, 1989) característicos de bacias marginais divergentes e que foram influenciados pelos lineamentos proterozóicos da Faixa de Dobramentos Ribeira, com direção NE-SW, o que sugere uma evolução controlada pela reativação de estruturas direcionais pré-mesozóicas.

Em seu trabalho, Schaller (1973) afirma que a Bacia de Campos apresenta um sistema binário de alinhamentos estruturais regionais que afetam tanto o embasamento cristalino quanto os sedimentos sobrejacentes, sugerindo que a movimentação das placas tectônicas persistiu por longos períodos. Estes alinhamentos são predominantes na direção NE-SW (Schaller, 1973; Asmus & Ponte, 1973), sendo que os menos expressivos estão na direção NW-SE (Schaller, 1973; Dias *et al.*, 1990).

O primeiro estilo estrutural está relacionado à fase rifte que ocorreu durante o Cretáceo Inferior em decorrência do rompimento do supercontinente Gondwana. Este sistema rifte é representado por *horsts*, *grabens* e semi-*grabens* limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas que possuem direção preferencial NE-SW, o que demonstra seu paralelismo com o embasamento pré-cambriano anteriormente citado (Asmus, 1982; Figueiredo & Mohriak, 1984; Guardado *et al.*, 1989; Dias *et al.*, 1990; Chang *et al.*, 1992; Rangel & Martins, 1998; Mohriak, 2003; Ponte & Asmus, 2004).

Segundo Guardado *et al.* (1989), Dias *et al.* (1990) e Rangel & Martins (1998), o *horst* mais proeminente originado nesta fase é o Alto de Badejo que encontra-se flanqueado a oeste pelo Baixo de São João da Barra e a leste pelo Baixo Corvina-Parati (**Figura 3.3**). Estes baixos contém mais de 9 km de sedimentos. Outra feição estrutural originada nesta fase é a linha de charneira (Asmus, 1982; Asmus & Baisch, 1983; Guardado *et al.*, 1989) que trata-se de uma feição linear que separa áreas caracterizadas por depósitos continentais espessos de áreas com embasamento raso. Esta linha de charneira é definida pela Falha de Campos, uma falha normal sintética.

O segundo estilo estrutural desenvolveu-se depois de um período de relativa quiescência tectônica que ocorreu durante o Aptiano (Andar Alagoas). Este estilo estrutural está relacionado ao basculamento da bacia para leste que, associado à sobrecarga diferencial dos sedimentos, ocasionou a movimentação do sal, gerando uma intensa deformação adiastrófica (Figueiredo & Mohriak, 1984; Guardado *et al.*, 1989; Dias *et al.*, 1990; Chang *et al.*, 1992; Mohriak, 2003).

Com a tectônica salífera, desenvolveram falhas lístricas e de crescimento que controlaram a deposição de sedimentos e a formação de trapas nos reservatórios da Bacia de Campos entre o Albiano e o Holeceno. Estruturas do tipo *rollover* e antiformes falhados estão associados a este tipo de falhamento.





3.4. ORIGEM E EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

De acordo com Asmus & Baisch (1983), a evolução da margem continental do tipo Atlântico resulta de três eventos seqüenciais: (1) soerguimento e domeamento da crosta continental; (2) fragmentação crustal (rifteamento); e (3) deslocamento lateral dos blocos continentais fragmentados associados ao espalhamento do assoalho oceânico e à subsidência das bacias marginais resultantes.

Em seu trabalho, McKenzie (1978 *apud* Mohriak *et al.* 1990 e Mohriak 2003) propôs que durante a fase rifte houve um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera, enquanto a fase subseqüente caracterizou-se por uma subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera. Este modelo se aplica à teoria evolutiva da Bacia de Campos.

Nas últimas décadas, diversos autores descreveram os estágios tectono-sedimentares das bacias marginais brasileiras. Asmus & Porto (1972) definiram três estágios (I, II e III);

Asmus (1975) reconheceu quatro estágios (pré-rifte, rifte, intervalo médio evaporítico e intervalo superior marinho); Ojeda (1982) propôs quatro estágios (pré-rifte, rifte, transicional e *drift*); Asmus (1982) identificou três estágios (embrionário, jovem e maduro); Asmus & Baisch (1983) propuseram quatro estágios (pré-rifte, rifte, proto-oceânico e oceânico); Dias *et al.* (1990) estabeleceram três estágios (rifte, transicional e *drift*); e Cainelli & Mohriak (1999) determinaram três estágios (pré-rifte, rifte e margem passiva).

Desta forma, com base nos trabalhos anteriores, a evolução estratigráfica da Bacia de Campos compreende quatro megasseqüências tectono-sedimentares que correspondem a três estágios evolutivos (Barboza, 2005). Segundo Mohriak (2003), estas megasseqüências são normalmente separadas por discordâncias angulares e erosivas.

A **Megasseqüência Continental** (Ojeda, 1982; Chang *et al.*, 1988; Chang *et al.*, 1992; Cainelli & Mohriak, 1999; Mohriak, 2003; Barboza, 2005), que corresponde ao **estágio rifte**, desenvolveu-se durante o Cretáceo Inferior (Neocomiano tardio) e o Cretáceo Superior (Eo-Aptiano), sendo caracterizada por intensas atividades ígnea e tectônica, responsáveis pelo rifteamento das áreas anteriormente soerguidas que gerou falhas normais, altos estruturais e rotação de blocos. Esta megasseqüência apresenta rochas siliciclásticas, carbonáticas e vulcanoclásticas, intercaladas por derrames basálticos e pertencentes à unidade clástica basal do Grupo Lagoa Feia, que foram depositadas em ambiente fluvial e lacustrino.

A **Megasseqüência Transicional** (Ojeda, 1982; Chang *et al.*, 1988; Chang *et al.*, 1992; Cainelli & Mohriak, 1999; Mohriak, 2003; Barboza, 2005), que corresponde ao **estágio golfo proto-oceano**, desenvolveu-se entre a metade do Aptiano até o início do Albiano (Andar Alagoas) e é caracterizada por uma relativa quiescência tectônica seguida de processos halocinéticos que controlaram a migração e distribuição de hidrocarbonetos dos depósitos posteriores através das falhas lístricas. Esta megasseqüência apresenta rochas siliciclásticas, carbonáticas e evaporíticas pertencentes ao topo do Grupo Lagoa Feia e depositados em ambiente transicional continental-marinho.

A **Megasseqüência Carbonática Marinha** (Ojeda, 1982; Chang *et al.*, 1988; Chang *et al.*, 1992; Cainelli & Mohriak, 1999; Mohriak, 2003; Barboza, 2005), que corresponde ao **estágio oceânico**, desenvolveu-se no início do Albiano até o Cenomaniano, sendo caracterizada pela subsidência da bacia associada à elevação eustática do nível do mar. Este ambiente marinho raso, sob condições anóxicas e hipersalinas, permitiu a deposição de uma plataforma carbonática e de corpos arenosos turbidíticos pertencentes ao Grupo Macaé e influenciados pela tectônica salífera.

A Megasseqüência Clástica Marinha (Ojeda, 1982; Chang *et al.*, 1988; Chang *et al.*, 1992; Cainelli & Mohriak, 1999; Mohriak, 2003; Barboza, 2005), que também corresponde ao estágio oceânico, desenvolveu-se entre o Neocretáceo e o Pleistoceno e é

caracterizada por um ambiente tectonicamente pouco ativo, com contínua subsidência. Esta megasseqüência apresenta calcilutitos, margas, folhelhos e turbiditos arenosos e conglomeráticos pertencentes ao Grupo Campos e depositados em ambiente marinho profundo, talude e plataforma.

3.5. CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado, encontra-se na parte central da Bacia de Campos, na costa norte do Rio de Janeiro. Com uma área de 23 km², consiste-se em um dos campos petrolíferos mais importantes desta bacia na área da plataforma continental brasileira.

O poço pioneiro do campo (1-RJS-19) foi perfurado em 1975 numa lâmina d'água de 166 m (Bacoccoli *et al.*, 1980 e 1985) e para o seu desenvolvimento foram perfurados 56 poços, sendo 14 exploratórios e 42 de desenvolvimento (Meneses & Adams, 1990). Segundo Bacoccoli *et al.* (1985), Souza Jr. (1997) e Barboza *et al.* (2003), a descoberta do Campo de Namorado baseia-se na interpretação sísmica de um alto estrutural presente no topo da Formação Macaé (acima dos carbonatos albianos).

O reservatório de Namorado produz cerca de 10.500 m³/dia de óleo de 33 °API, sendo que o volume de óleo recuperável é de 42×10^6 m³ em um volume de óleo *in situ* de 106 x 10^6 m³, que corresponde, portanto, a um fator de recuperação de 40% (Bacoccoli *et al.*, 1985; Guardado *et al.*, 1989; Meneses & Adams, 1990; Souza Jr., 1997; Barboza, 2005).

Com relação ao posicionamento estratigráfico, o Campo de Namorado está inserido na Formação Namorado (Winter *et al.*, 2007), porção superior do Grupo Macaé, e é constituído por arenitos arcoseanos turbidíticos, informalmente conhecidos como Arenito Namorado, cuja idade compreende desde o Albiano Superior até o Cenomaniano. Este reservatório turbidítico faz parte da fase transgressiva da megasseqüência clástica marinha que se desenvolveu sobre os carbonatos albianos de plataforma.

O sistema turbidítico de Namorado é composto, basicamente, por brechas polimíticas, conglomerados, arenitos, argilas, margas e calcilutitos (Souza Jr., 1997), sendo que o Arenito Namorado consiste-se de várias camadas de areias turbidíticas intercaladas com camadas de folhelhos e margas, que localmente se coalescem para formar um banco arenoso mais espesso (Bacoccoli *et al.*, 1985; Guardado *et al.*, 1989). Os arenitos são normalmente maciços, com granulometria média, ricos em feldspatos e localmente conglomeráticos.

A porosidade do Arenito Namorado varia de 20 a 30% (com média de 26%), enquanto a sua permeabilidade pode ser superior a 1 Darcy (com média de 400 mD).
Localmente, o arenito apresenta-se em finas camadas nas quais a porosidade foi completamente obliterada pela cimentação carbonática (Bacoccoli *et al.*, 1985; Guardado *et al.*, 1989).

Com relação às heterogeneidades, Souza Jr. (1997) considera o reservatório do Campo de Namorado como pertencente ao tipo intermediário (*jigsaw-puzzle*) por tratar-se de uma sucessão turbidítica constituída pelas alternâncias de turbiditos grosseiros, de turbiditos finos e, por fim, de margas e argilas. Na concepção de Weber & Geuns (1990), reservatórios do tipo *jigsaw puzzle* são compostos de vários corpos areníticos que se coalescem e que podem se encontrar intercalados por corpos de baixa ou nenhuma permeabilidade.

O Campo de Namorado se apresenta sob a forma de uma estrutura dômica alongada de direção NW-SE, dividida em quatro blocos por falhas normais (**Figura 3.5**), sendo que a sua acumulação de óleo é controlada tanto pelo acunhamento estratigráfico (*pinchout*) do arenito turbidítico quanto pelas feições estruturais. Desta forma, o reservatório é limitado pelos acunhamentos estratigráficos a norte e a sul; pelas falhas normais a sudeste, noroeste e sudoeste; e por mergulho estrutural a nordeste (Guardado *et al.*, 1989; Meneses & Adams, 1990; Souza Jr., 1997).

Com relação à divisão em blocos do Campo de Namorado, verificou-se que o bloco principal, aqui denominado de Bloco Alto, está localizado na parte centro-oeste do campo e corresponde à porção que mais produz óleo. Os demais blocos configuram o chamado Bloco Baixo e apresentam óleo em menor quantidade.

O forte controle tectônico associado à movimentação halocinética conferem ao Campo de Namorado uma estratigrafia complexa. Segundo Cruz (2003), os corpos turbidíticos encontram-se encaixados nos falhamentos halocinéticos que são os responsáveis por controlar a sedimentação. Assim, a tectônica halocinética influencia a migração e acumulação de hidrocarbonetos.

Embora a caracterização do Arenito Namorado como um pacote de deposição turbidítica ter sido realizada com base em suas relações estratigráficas e nos estudos de perfis e testemunhos, o seu modelo deposicional é bastante atípico daqueles estabelecidos pelos turbiditos clássicos (Bacoccoli *et al.*, 1985). De acordo com estes autores, isto devese ao fato de que, quando o Arenito Namorado foi depositado, a superfície carbonática já era bastante irregular devido à movimentação do sal e ao desenvolvimento de falhas de crescimento, o que fez com que os turbiditos se concentrassem nos baixos e contornassem os altos dessa superfície erosiva.



Figura 3.4: Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (modificado por Barboza 2005 a partir de Meneses 1990)

Barboza *et al.* (2003) afirmam que a área onde encontra-se o Arenito Namorado, caracterizado pela coalescência de canais e lobos, comportava-se como um baixio onde os turbiditos foram trapeados. Na concepção de Bruhn & Moraes (1988) e Bruhn (1998), o depósito turbidítico de Namorado é do tipo GSLc, ou seja, lobos confinados em calha ricos em cascalho e areia decorrentes da diminuição da subsidência ocorrida ao longo das falhas lístricas e do processo erosivo causado pelas correntes turbidíticas de alta densidade.

De acordo com Souza Jr. (1997), o sistema turbidítico Namorado é separado do substrato carbonático (calcilutitos e margas, principalmente) por uma superfície discordante erosiva. Já o limite superior, segundo este autor, é constituído por um pacote radioativo argilo-siltoso que corresponde, simultaneamente, a uma superfície transgressiva e a uma superfície de inundação máxima devido à condensação do sistema transgressivo nas poções mais distais da área de sedimentação da bacia.

O sistema turbidítico de Namorado apresenta três sistemas de deposição que representam as diferentes fases do reabastecimento do canal turbidítico (Souza Jr., 1997). O sistema de canal, representado pelos microconglomerados e arenitos grossos a médios, corresponde aos depósitos turbidíticos de alta densidade que formam ciclos granodecrescentes e que foram depositados durante os períodos de queda relativa do nível do mar.

O sistema canal-dique marginal, que corresponde à fase inicial do abandono do sistema turbidítico devido à subida relativa do nível do mar, é representado pelos depósitos de correntes de turbidez de baixa densidade onde predominam as alternâncias de arenitos finos e lamitos, com raras intercalações de *debris flows* e *slumps*. E o sistema argilomargoso, que corresponde ao sistema de deposição de mar alto, constitui-se de uma associação de fácies pelíticas (argilas, margas e calcilutitos) que representam a sedimentação hemipelágica da bacia.

Em seu trabalho, Souza Jr. (1997) identificou a partir da correlação de poços e da análise das curvas de proporção vertical, apoiadas pela interpretação sísmica de alta resolução do Campo de Namorado desenvolvida por Johann (1997), três ciclos deposicionais que ele denominou de *unidades genéticas*. Segundo este autor, cada unidade genética pode ser decomposta em três intervalos estratigráficos: (1) um intervalo principalmente arenítico na base; (2) um intervalo onde predominam as alternâncias de arenitos e argilas; e (3) um intervalo formado por sedimentos argilosos e/ou margosos no topo. Este empilhamento vertical pode ser associado à evolução no tempo dos três sistemas de deposição: o sistema de canais, o sistema de canal-dique marginal e o sistema argilomargoso (hemipelágico).

Através da sísmica de reflexão, Barboza (2005) também definiu três seqüências deposicionais para o Campo de Namorado que correspondem a refletores sísmicos de baixas amplitudes. A seqüência 1 indica um forte controle deposicional associado a uma geometria de depósito de canal confinado, sendo composta essencialmente pelas fácies mais arenosas. Já a seqüência 2, apresenta geometria deposicional na forma de lobos retrogradacionais, enquanto a seqüência 3 é caracterizada por depósitos de espraiamento.

Segundo Souza Jr. (1997), o arranjo vertical dos depósitos sugere um aumento progressivo da lâmina d'água e uma diminuição progressiva do volume de depósitos gravitacionais ao longo do tempo, ocasionando um padrão de empilhamento retrogradacional das fácies sedimentares. Em Barboza *et al.* (2003), foi apresentado um modelo turbidítico do Campo de Namorado (**Figura 3.6**).



Figura 3.5: Modelo turbidítico esquemático do Campo de Namorado (modificado por Barboza *et al.* 2003 a partir de Souza Jr. 1997).

4.1. ASPECTOS GERAIS

Os sistemas de sedimentação turbidítica correspondem aos mais importantes reservatórios de petróleo do Brasil. De acordo com Bruhn *et al.* (2003), os sistemas de sedimentação turbidítica brasileiros compreendem diferentes tipos, podendo ser muito complexos e heterogêneos. Além disso, eles podem ser discriminados com base no tamanho dos grãos, razão *net to gross*, geometria externa e nos processos e ambientes deposicionais.

A maioria dos reservatórios turbidíticos brasileiros são depositados em ambientes marinhos profundos por correntes de turbidez e retrabalhados por correntes de fundo (Pedreira *et al.*, 2008), sendo que grande parte destas acumulações turbidíticas encontra-se distribuída ao longo da costa leste brasileira cuja evolução tectônica e sedimentar está relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana e à subseqüente abertura do Oceano Atlântico (Bruhn, 1998).

Por se tratar de um sistema deposicional complexo e heterogêneo que apresenta características peculiares que diferem de acordo com o contexto geológico em que houve a deposição, cada sistema turbidítico deve ser tratado como um caso específico. Desta forma, entender a evolução do conhecimento deste sistema deposicional torna-se essencial para compreender tanto a sua geometria quanto a distribuição das suas fácies sedimentares.

4.2. SISTEMAS TURBIDÍTICOS

Os turbiditos são depósitos sedimentares profundos, formados a partir de fluxos gravitacionais (correntes de turbidez), que se depositam em taludes e bacias, dando origem à canais e lobos (Mutti, 1992; Walker & James, 1992; Mutti *et al.*, 1999). Estes depósitos também são importantes indicativos do ambiente de deposição.

Conforme relatado por Barboza (2005) e Shanmugan (2000;2006), os primeiros trabalhos desenvolvidos sobre os depósitos turbiditos datam da década de 50 (Kuenen & Migliorini, 1950; Natland & Kuenen, 1951; Heezen & Ewing, 1952). Nestes trabalhos, os autores concluem que areias grossas podem ser transportadas em águas profundas por correntes de turbidez e depositadas em camadas gradacionais.

Em 1962, Bouma constatou que as camadas de turbidito apresentavam gradação normal e uma sucessão vertical de estruturas sedimentares. A seqüência deposicional desenvolvida por este autor tem a seguinte disposição: (T_a) porção basal maciça ou com gradação normal representada por arenito grosso a médio e feições erosivas na base; (T_b) arenitos finos com laminação plano-paralela; (T_c) arenitos finos com laminação cruzada (*ripples*); (T_d) silte laminado; e (T_e) sedimentos pelágicos de bacia (argila).

Diversos autores, dentre os quais pode-se citar Lowe (1982) e Mutti (1992), desenvolveram teorias para tentar explicar os mecanismos deposicionais que regem a seqüência proposta por Bouma. Estes autores chegaram à conclusão de que este mecanismo se referia a uma desaceleração de uma corrente de turbidez que depositava seus sedimentos em suspensão com ou sem a ação de processos trativos (Pedreira *et al.*, 2008).

A comparação entre as divisões propostas por Bouma (1962) e os mecanismos de deposição propostos por Lowe (1982) e Mutti (1992) está representada na **Figura 4.1**.

	Textura Grain size	Divisões de Bouma (1962) Bouma divisions	Interpretação atual Lowe (1982) e Mutti (1992) Current interpretation
	Lama <i>Mud</i>	T _e - Lama pelágica/ hemipelágica laminada <i>Pelagic and hemipelagic mud</i>	Corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante: decantação pelágica / hemipelágica <i>Low-density turbidity current</i>
	Silte Silt	T _d - Silte laminado Laminated silt	Tração + decantação Traction plus fall-out
C Selfe	Areia <i>Sand</i>	T _c - Ripples de corrente e cavalgantes, lâminas convolutas Cross laminated sands; climbing ripples; convolute lamination	-sob regime de fluxo inferior <i>Low flow regime</i>
		T _ь - Laminação plano-paralela <i>Parallel Iamination</i>	-sob regime de fluxo superior <i>Upper flow regime</i>
e tels toor Artis onde	Areia grossa a grânulos <i>Coarse sand to granules</i>	T _a - Maciço ou com gradação normal <i>Massive or normally graded</i>	Corrente de turbidez de alta densidade desacelerante: deposição em massa dos grãos (frictional freezing) <i>High-density turbidity current, rapidly</i> <i>deposited under upper flow regime</i>
			Carga e erosão Loading and erosion

Figura 4.1: A Sequência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos T_a a T_e para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (modificada por Pedreira *et al.* 2008, incorporando conceitos de Lowe 1982 e Mutti 1992, a partir de Pickering *et al.* 1986).

Com a evolução do conhecimento à respeito dos depósitos turbidíticos, chegou-se ao consenso de que a seqüência de Bouma é utilizada apenas para descrever os turbiditos clássicos originados de correntes de turbidez de baixa densidade.

De acordo com Pedreira *et al.* (2008), o estudo dos processos atuantes nas correntes de turbidez, principalmente as de alta densidade, responsáveis pelo transporte de grandes

volumes de areias para as regiões marinhas profundas, mostra que os turbiditos resultam de mecanismos de transporte e deposição mais complexos do que aqueles que deram origem à seqüência de Bouma.

Na concepção de Mutti (1992), o sistema turbidítico é uma unidade genética, isto é, uma unidade estratigráfica que registra uma série de eventos erosionais e deposicionais geneticamente relacionados que ocorreram na prática em continuidade estratigráfica e que são representados por elementos erosionais e deposicionais respectivamente.

O componente erosional está localizado na porção superior do talude e representa a principal fonte de sedimentos. Em contrapartida, o componente deposicional está situado na porção descendente do talude onde os sedimentos removidos pelo processo erosional são depositados através de fluxos gravitacionais.

Os sistemas turbidíticos são normalmente limitados por uma superfície basal relativamente abrupta e por vezes erosional que está correlacionada a uma superfície de descontinuidade erosional (Mutti, 1992). Já a superfície limítrofe superior pode ser tanto brusca quanto transicional.

Os sistemas turbidíticos diferem entre si tanto em termos de tamanho, geometria e tipo de sedimento, como através das relações estratigráficas lateral e vertical existentes entre as fácies e as associações de fácies. Além disso, a maioria destes sistemas está propensa a apresentar uma tendência geral de afinamento e espessamento ascendente dos seus componentes areníticos.

Segundo Mutti (1992), muitos sistemas turbidíticos mostram que há uma tendência na disposição vertical dos sedimentos sugerindo que houve diminuição no volume dos fluxos gravitacionais no decorrer do tempo. Este processo leva ao empilhamento vertical de diferentes elementos deposicionais o que indica a progressiva retrogradação do sistema.

O modelo clássico associado a nova classificação de fácies que representam os sistemas de sedimentação turbidítica e que têm sido empregados em diversos trabalhos foram propostos por Mutti (1992). A classificação de fácies baseia-se no entendimento dos processos sedimentares atuantes na época da deposição.

De acordo com Mutti (1992), os sistemas turbidíticos apresentam uma grande variação em termos de tamanho, geometria, organização interna e tipos de fácies e associações de fácies que resultam de diferentes configurações tectônicas.

Com base nas feições geométricas e faciológicas, Bruhn (1998) individualizou oito tipos de depósitos turbidíticos nas bacias da margem leste brasileira, que encontram-se estratigraficamente posicionados conforme mostra a **Figura 4.2**.



Figura 4.2: Seção geológica esquemática das bacias da margem leste brasileira (modificada de Bruhn *et al.*, 2003). Os principais tipos de depósitos de água profunda estão marcados em amarelo. Os mais importantes reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos estão marcados em vermelho: Albacora Leste (ABL), Barracuda (BR), Caratinga (CRT), Jubarte (JUB), Marimbá (MA), Namorado (NA), Roncador (RO) e Vermelho (VM).

De acordo com esta classificação de Bruhn, o reservatório turbidítico do Campo de Namorado é do tipo GSLc, ou seja, lobos confinados em calha ricos em cascalho e areia. Este tipo de depósito é caracterizado por conglomerados e arenitos de granulação média a grossa que encontram-se confinados em calhas em decorrência da diminuição da subsidência ocorrida ao longo das falhas lístricas e do processo erosivo causado pelas correntes turbidíticas de alta densidade.

Os reservatórios GSLc são interpretados como turbiditos depositados rapidamente por suspensão causada pelas correntes turbidíticas de alta densidade (Lowe, 1982). Estes reservatórios encontram-se intercalados com finas camadas de argilitos, sugerindo que houve uma ausência de acumulação de sedimentos ao longo do tempo e/ou que os sedimentos foram erodidos pelas correntes turbidíticas de alta densidade subseqüentes.

CAPÍTULO 5 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

5.1. ASPECTOS GERAIS

A geoestatística é uma área que incorpora fenômenos geológicos com conceitos estatísticos (espacialização da informação) com o intuito de quantificar e modelar a variabilidade espacial das variáveis naturais. Ou seja, ela estabelece as relações espaciais entre as variáveis, estimando seus valores nos locais não amostrados, e possibilita a quantificação da incerteza espacial inerente a cada variável (Kelkar & Perez, 2002).

Segundo Chilès & Delfiner (1999), a estatística é empregada porque as distribuições de probabilidade são a forma mais significante para representar o intervalo de valores possíveis de um parâmetro de interesse. Além disso, um modelo estatístico é bem adequado para a aleatoriedade aparente das variações espaciais. A incorporação do prefixo "geo" enfatiza o aspecto espacial do problema. Variáveis espaciais não são completamente aleatórias mas normalmente exibem alguma forma estrutural, que reflete o fato de que pontos próximos no espaço tendem a assumir valores próximos.

A geoestatística baseia-se na teoria das Variáveis Regionalizadas (VR's), desenvolvida por Georges Matheron em 1965, que podem ser interpretadas como uma função que varia de um lugar a outro no espaço apresentando uma aparência de continuidade, ou seja, são variáveis cujos valores são relacionados de algum modo com a posição espacial que ocupam (Guerra,1988).

As VR's podem ser consideradas variáveis aleatórias espaciais. Aleatória porque os valores numéricos observados podem variar consideravelmente de um ponto a outro do espaço; e espacial porque, embora sejam muito variáveis dentro do espaço, os valores numéricos observados não são inteiramente independentes (Guerra, 1988). As fácies e as propriedades porosidade efetiva e saturação de água, que serão posteriormente modeladas neste trabalho, são exemplos de VR's.

De acordo com Chilès & Delfiner (1999), a geoestatística tem a capacidade de associar aleatoriedade com a variável regionalizada utilizando um modelo estocástico no qual a variável regionalizada é considerada como uma entre muitas possíveis realizações de uma variável aleatória.

Um fenômeno ou variável estocástica caracteriza-se pela propriedade de que, submetido às mesmas condições, nem sempre leva à mesma realização (não há regularidade determinística), mas 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 (Kronbauer, 2003).

A variabilidade espacial é uma fonte da incerteza espacial. De acordo com Chilès & Delfiner (1999), a quantificação da incerteza espacial requer um modelo que especifique o mecanismo no qual a aleatoriedade espacial é gerada. A aproximação mais simples é tratar a variável regionalizada como determinística e as posições das amostras como aleatórias, assumindo por exemplo que elas são selecionadas de maneira uniforme e independente sobre uma área de referência.

Neste contexto, o objetivo da modelagem estocástica está em gerar uma distribuição que tenha um determinado nível de variabilidade definido *a priori* e também reproduza o padrão de correlação espacial desejado (Paraizo, 1993).

Nas próximas seções será realizada uma revisão da fundamentação teórica da modelagem estocástica, bem como dos métodos usualmente empregados na indústria de petróleo para modelar as heterogeneidades (distribuição faciológica e das propriedades petrofísicas) dos reservatórios.

5.2. MODELAGEM ESTOCÁSTICA

A impossibilidade de modelar as heterogeneidades geológicas presentes em um reservatório com leis físicas determinísticas tem tornado atrativo o uso de técnicas estocásticas para descrever e predizer as propriedades dos reservatórios (Haldorsen & Damsleth, 1990).

As técnicas de modelagem estocástica de reservatórios apresentam duas características (Omre *et al.* 1988 *apud* Dubrule 1993): possibilitam a elaboração de modelos 3D mais realísticos das heterogeneidades do reservatório e permitem a geração de vários modelos equiprováveis que honram os dados disponíveis e fornecem subsídios para avaliar o impacto da incerteza geológica sobre um atributo de interesse.

De acordo com Haldorsen & Damsleth (1990), existem seis razões principais para a utilização de técnicas estocásticas para descrever reservatórios:

1°) Informações incompletas sobre as dimensões, a arquitetura interna e a variabilidade das propriedades das rochas em todas as escalas;

2°) Complexa organização das fácies geológicas;

3°) Dificuldades para entender as variabilidades das propriedades das rochas e suas estruturas em função da posição e direção espacial;

4°) Desconhecimento das relações entre o valor da propriedade e o volume de rocha utilizado para sua definição (problemas com transferência de escala);

5°) Relativa profusão de dados estáticos, como porosidade e permeabilidade, quando comparados com dados dinâmicos, como pressão e saturação de fluidos (variáveis que dependem do tempo);

6°) Conveniência e velocidade.

Dubrule (1989) subdividiu os métodos estocásticos em duas categorias. Os métodos baseados em objetos (booleanos) geram a distribuição dos corpos no espaço, considerando as informações estatísticas referentes à forma e dimensão. Estes métodos são muito úteis nos estágios iniciais de produção do campo quando os dados de poços esparsos não permitem a descrição detalhada das heterogeneidades geológicas. Já os métodos baseados em seqüência geram valores de uma propriedade em cada célula do *grid*, estando relacionados às informações estatísticas que mostram as relações entre os valores localizados na vizinhança através do uso de variogramas ou da distribuição de probabilidade condicional. Estes métodos são aplicados nos estágios tardios do desenvolvimento do campo quando o conhecimento detalhado das heterogeneidades tornase necessário e possível de se estimar visto que há muitos dados de poços disponíveis.

Haldorsen & Damsleth (1990) individualizaram duas classes principais de modelos estocásticos: discreta e contínua. Os *modelos discretos* descrevem as feições geológicas de natureza discreta, como a geometria dos corpos de areia e sua localização (canais, crevasses); distribuição e dimensão dos folhelhos dispersos nas areias; a distribuição, extensão e orientação de fraturas e falhas; e modelagem de fácies. Em todos estes 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. Por exemplo, o modelo pode controlar como um corpo de areia erode outro, como as fraturas podem se cruzar e como diferentes fácies se atraem ou se repelem.

Já os *modelos contínuos* descrevem a distribuição espacial de um fenômeno que assume valores distintos, mas têm variação contínua, tais como: propriedades das rochas (permeabilidade, porosidade, saturação residual, argilosidade etc.), velocidades sísmicas e parâmetros dimensionais (topo e base do reservatório e contato óleo-água). O modelo estocástico descreve: (1) nível médio ou possíveis tendências lateral ou vertical para a variável; (2) a variabilidade em torno da média; (3) quão fortemente pontos vizinhos

tendem a ter valores similares; e (4) a covariação das varáveis estudadas (caso haja mais de uma variável), ou seja, como o conhecimento de uma variável melhora a predição das outras (Haldorsen & Damsleth, 1990).

Damsleth *et al.* (1992) discutem a possibilidade de se usar uma abordagem *híbrida* para modelar reservatórios, combinando modelos discretos que descrevem as heterogeneidades de grande escala (blocos da arquitetura sedimentológica das fácies ou unidades de fluxo) e modelos contínuos dentro de cada classe, esses, por sua vez, descrevendo a variação espacial das propriedades petrofísicas.

Alabert & Massonat (1990) aplicaram algumas técnicas geoestatísticas de simulação condicional para representar as heterogeneidades de um reservatório turbidítico complexo. Estes autores utilizaram uma abordagem multi-etapas, na qual inicialmente modelou-se a distribuição dos corpos sedimentares a partir da simulação seqüencial de indicatriz e posteriormente inferiu-se a variação da permeabilidade dentro das fácies geradas anteriormente utilizando a simulação Gaussiana seqüencial.

Alabert & Modot (1992) apresentam algumas técnicas estocásticas usadas para modelar as heterogeneidades internas dos reservatórios. Estes autores individualizam tanto as técnicas baseadas em objetos quanto aquelas baseadas em pixels e mostram que elas podem ser utilizadas tanto para modelar as propriedades petrofísicas (como porosidade e permeabilidade) quanto as feições geológicas que afetam o comportamento do fluxo dos fluidos (como unidades genéticas, variações faciológicas e falhas).

Dubrule (1993) sugere a utilização de uma abordagem multi-etapas para a geração de modelos 3D das heterogeneidades do reservatório, na qual inicialmente modela-se as unidades genéticas (litofácies) do reservatório através de modelos discretos e, posteriormente, simula-se a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada unidade utilizando modelos contínuos. Esta abordagem multi-etapas é realizada em quatro etapas:

1°) Definição do intervalo estratigráfico a ser modelado: as alterações no ambiente deposicional influenciam no padrão de distribuição das heterogeneidades geológicas;

2°) Identificação das unidades genéticas através da correlação entre poços com o intuito de reduzir as incertezas nos locais não amostrados;

3°) Modelagem das variações faciológicas dentro das unidades genéticas;

4°) Distribuição das propriedades petrofísicas no arcabouço deposicional/litológico definido nas etapas anteriores.

Galli & Beucher (1997) apresentam uma revisão dos métodos estocásticos baseados em pixels e em objetos freqüentemente utilizados para a caracterização de reservatórios. Os autores afirmam que as informações geológicas são peças fundamentais para gerar modelos estocásticos e que as simulações devem ser realizadas em duas etapas para melhor representar as informações geológicas: primeiro modela-se a arquitetura geológica e depois as propriedades de acordo com o arcabouço gerado.

5.3. MÉTODOS BASEADOS EM PIXEL

As técnicas de simulação baseadas em pixel estão fundamentadas em uma discretização fixa do volume do reservatório, geralmente um *grid* regular no qual assumese que as propriedades são homogêneas em cada célula (Alabert & Modot, 1992; Kelkar & Perez, 2002). A flexibilidade destas técnicas permite que tanto as variáveis geológicas quanto as petrofísicas possam ser modeladas, sendo que estas variáveis são consideradas como uma função do espaço amostrada no *grid*.

O objetivo dos métodos baseados em pixel é extrair o máximo de informação possível dos dados de poços através da utilização das distribuições univariada e bivariada das propriedades do reservatório (Dubrule, 1989; Kelkar & Perez, 2002). A primeira distribuição refere-se às distribuições de probabilidade das variáveis, enquanto que a segunda diz respeito às relações espaciais existentes entre as variáveis (variogramas).

De acordo com Deutsch (2002), a popularidade das técnicas baseadas em pixel deve-se aos seguintes fatores: (1) os dados locais são reproduzidos através da modelagem; (2) os controles estatísticos (variogramas) requeridos podem ser inferidos a partir dos dados de poços limitados; (3) dados sísmicos e tendências geológicas de larga-escala são tratadas diretamente; e (4) os resultados mostram-se realísticos ao ambiente geológico onde não há geometrias evidentes das fácies geológicas, ou seja, quando as fácies são diageneticamente controladas ou onde os depósitos originais das fácies têm padrões de variação complexos.

Segundo Kelkar & Perez (2002), a maior desvantagem dos métodos baseados em pixel consiste em presumir que todas as propriedades do reservatório possam ser definidas de forma conveniente com a discretização do modelo em células. Esta suposição não pode ser tomada como verdadeira quando se quer representar objetos geológicos com formas e dimensões complexas, visto que os métodos baseados em pixel não priorizam nem reproduzem as feições geométricas dos parâmetros modelados.

Simulação Seqüencial de Indicatriz e Simulação Gaussiana Seqüencial são algumas das técnicas baseadas em pixel mais utilizadas na indústria do petróleo. De acordo com

Alabert & Modot (1992), estas técnicas são fortemente sustentadas por um formalismo probabilístico que modela a variável como uma função aleatória espacial.

As duas técnicas supracitadas foram empregadas neste trabalho para modelar a distribuição das fácies e das propriedades petrofísicas do Campo de Namorado que servirão como base para a estimativa do volume de óleo. A escolha destas técnicas deve-se à grande quantidade de dados de poços disponíveis na área de estudo o que possibilita o conhecimento de suas heterogeneidades. Nas seções seguintes encontram-se descritas as principais inferências sobre cada uma destas técnicas.

5.3.1. SIMULAÇÃO SEQÜENCIAL DE INDICATRIZ (SIS)

A simulação seqüencial de indicatriz (SIS) é a técnica de simulação condicional mais comumente empregada para modelar as distribuições faciológicas (variáveis discretas). Trata-se de uma técnica simples e flexível, que permite modelar tanto variáveis discretas quanto contínuas, sem a necessidade de transformar os dados em uma distribuição normal.

A técnica de SIS, usada para simular as distribuições de fácies, baseia-se no formalismo da indicatriz (Alabert & Massonnat, 1990; Journel & Alabert, 1990; Alabert & Modot, 1992; Galli & Beucher, 1997; Bahar & Kelkar, 1997; Deutsch, 2002), no qual cada fácies é codificada como uma variável binária, chamada de *variável indicatriz*. Cada variável indicatriz é definida pela sua freqüência média e um variograma que caracteriza a sua continuidade espacial (Alabert & Modot, 1992). A variável indicatriz, definida para cada célula do *grid*, será designada com o valor 1 se a correspondente fácies (f) estiver presente em um dado local x e 0 se estiver ausente, conforme notação:

$$I_f(x) = \begin{cases} 1 \text{ se } f \text{ estiver presente em } x \\ 0 \text{ se } f \text{ estiver ausente em } x \end{cases}$$
(5.1)

Bahar & Kelkar (1997) exemplificam o formalismo da indicatriz da seguinte forma: para um sistema deposicional com quatro fácies $(f_1, f_2, f_3 e f_4)$, um valor de indicatriz correspondente a [0,1,0,0] pode ser interpretado como se a fácies f_2 estivesse presente naquele local e as demais fácies ausentes. Estes autores acrescentam que, em alguns casos, a presença ou ausência de uma fácies em determinado local é conhecida apenas segundo a sua probabilidade de ocorrência. Para inserir esta informação, *o software* é designado a aceitar não só os valores de 0 ou 1, como também a probabilidade de determinada fácies estar presente em dado local. Assim, considerando que o valor da indicatriz seja [?,0.5,0.25,?], infere-se que há 50% e 25% de chance das fácies f_2 e f_3 existirem naquele local, respectivamente, no entanto, nada pode ser inferido sobre as demais fácies (Bahar & Kelkar, 1997). Esta identificação das fácies sob o ponto de vista da sua probabilidade de ocorrência é bastante útil para ajustar a incerteza decorrente da interpretação dos geólogos.

Quando utiliza-se o formalismo da indicatriz para representar variáveis contínuas, como a porosidade, Alabert & Modot (1992) defendem que a discretização prévia da abrangência da variação desta variável deve ser definida. Neste caso, a codificação da indicatriz é dada para cada valor limiar (z) que fornece uma distribuição de incerteza na variável (v). Assim, a indicatriz será designada com o valor 1 se a variável estiver abaixo do correspondente limiar em um dado local x e 0 se estiver acima, conforme notação:

$$I_{v}(x) = \begin{cases} 1 \text{ se } v \le z \text{ em } x\\ 0 \text{ se } v > z \text{ em } x \end{cases}$$
(5.2)

O algoritmo seqüencial de indicatriz baseia-se em um processo iterativo no qual cada ponto é simulado sucessivamente, levando em consideração tanto os valores dos dados iniciais quanto aqueles previamente simulados (Emery, 2002). A sua funcionalidade pode ser descrita de uma maneira simples (Alabert & Massonnat, 1990; Alabert & Modot, 1992): uma fácies é simulada em um certo ponto x no qual nenhuma informação é conhecida. À princípio estima-se a probabilidade condicional de cada fácies estar presente no ponto x a partir dos dados de fácies existentes na vizinhança. Em seguida, a indicatriz simulada é traçada randomicamente a partir da distribuição condicional estimada, cujo resultado é a nova fácies simulada. O processo é repetido seqüencialmente em outros locais até que todo o domínio simulado seja preenchido. Nesta última etapa, o conjunto de dados condicionantes inclui todas as simulações previamente realizadas.

Dentre as vantagens da modelagem de fácies por indicatriz pode-se citar: a flexibilidade de gerar vários padrões de fácies independente do número de fácies envolvidos; a possibilidade de condicionar os resultados aos dados de poços e sísmicos; a incorporação de qualquer tipo de tendência; e a rápida velocidade da simulação independente da quantidade de dados condicionantes.

Além disso, a SIS tem a possibilidade de modelar tanto padrões de heterogeneidade complexos, quanto padrões de proporção e correlação espacial diferentes para cada fácies que foram amostrados ou inferidos no reservatório (Journel & Alabert, 1990; Alabert & Modot, 1992). Esta flexibilidade provém da utilização de um modelo de variograma para cada variável indicatriz.

Dentre as suas limitações, Alabert & Modot (1992) enumeram: geração de variogramas inconsistentes que, associados ao fato de que as probabilidades locais são aproximadas, podem induzir tendências nas freqüências geradas e impossibilitar a reprodução dos variogramas originalmente inferidos; impossibilidade de reproduzir geometrias bem definidas; aumento na demanda computacional quando correlações

cruzadas entre as indicatrizes são introduzidas. A indução de tendências nas freqüências das fácies podem ser reduzidas pelas curvas de proporção vertical.

Embora o algoritmo SIS requeira a estimativa de cada função de densidade cumulativa local de todos os valores previamente simulados, na prática apenas aqueles valores localizados na vizinhança do local a ser estimado são retidos (Emery, 2002). Ou seja, utiliza-se uma vizinhança móvel para simular um dado nó. Este procedimento faz com que a variabilidade espacial não seja reproduzida com perfeição, principalmente quando se considera longas distâncias.

5.3.2. SIMULAÇÃO GAUSSIANA SEQÜENCIAL (SGS)

A simulação Gaussiana seqüencial (SGS) é a técnica de simulação condicional mais comumente empregada para a modelagem das propriedades petrofísicas (variáveis contínuas) dos reservatórios. Trata-se de uma técnica simples e flexível (Deutsch, 2002; Emery, 2004), que requer para a sua execução histogramas e variogramas provenientes dos dados de entrada (Alabert & Modot, 1992).

De acordo Chilès & Delfiner (1999) e Emery (2004), uma função aleatória Y(x) é dita ser multigaussiana se toda e qualquer combinação linear de seus valores tiver uma distribuição normal (Gaussiana). Particularmente, a distribuição prévia de todo valor é normal, embora isto não seja uma condição suficiente. Esta função aleatória, também chamada de campo Gaussiano aleatório, é totalmente determinada pelos seus momentos de primeira e segunda ordem (média e variância). Em seguida, assume-se que estes momentos são estacionários, ou seja, com mobilidade invariante. Desta forma, a média é definida como sendo zero e a variância um, para que a distribuição espacial seja caracterizada pelo variograma.

Segundo Oliveira (1997), no algoritmo de simulação Gaussiana seqüencial, cada variável é simulada seqüencialmente 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.

O algoritmo de SGS pode ser sintetizado nas seguintes etapas (Deutsch, 2002):

1º) Transformação dos dados originais em uma distribuição Gaussiana (normal);

2°) Realização da krigagem, em um dado local, para obter a estimativa krigada e a variância da krigagem correspondente;

3°) Traçar um dado residual aleatório que segue uma distribuição normal com média zero e variância igual à variância da krigagem;

4°) Adicionar a estimativa krigada e o dado residual para obter o valor simulado;

5°) Adicionar o valor simulado ao conjunto de dados para garantir que a covariância com este valor e todas as predições futuras esteja correta. Esta é a idéia principal da simulação seqüencial, isto é, considerar previamente os valores simulados como dados para que se reproduza a covariância entre todos os valores simulados;

6°) Percorrer todos os locais em uma ordem aleatória. Não há nenhum requerimento teórico para uma ordem ou caminho aleatório, no entanto a prática tem mostrado que um caminho regular pode induzir a resultados imprecisos;

7°) Transformar de volta todos os dados e valores simulados quando o modelo for totalmente visitado, ou seja, quando todos os nós do *grid* forem simulados;

8°) Gerar realizações repetindo o processo com diferentes sementes de números aleatórios. Uma semente diferente conduz a uma seqüência diferente de números aleatórios e, como conseqüência, diferentes caminhos aleatórios e diferentes dados residuais para cada nó simulado.

Devido à sua simplicidade, o algoritmo de SGS apresenta as suas maiores limitações. De acordo com Alabert & Modot (1992), toda a informação referente à distribuição espacial dos dados é representada por um único variograma, o que faz com que o modelo Gaussiano seja incapaz de reproduzir padrões de heterogeneidades complexos (por exemplo, padrões de continuidade espacial muito diferentes para os valores altos e baixos de uma dada variável). Estes autores acrescentam que a propriedade de entropia máxima (desordem espacial imposta pelo variograma) do modelo Gaussiano confere uma sistemática destruição dos valores extremos que pode influenciar as previsões de produção. Como todas as técnicas baseadas em pixel que apóiam-se na estatística de dois pontos, as simulações gaussianas são incapazes de reproduzir geometrias bem definidas.

Outra limitação apontada por Emery (2004) diz respeito ao aumento na demanda computacional para realizar a SGS. O sistema de krigagem aumenta à medida que a simulação progride, ou seja, aumenta o número de dados condicionantes. Este processo envolve não apenas os dados iniciais, mas também todos os valores previamente simulados. Para solucionar este problema adota-se uma vizinhança móvel, em vez de única, para a simulação de um dado nó. Com este procedimento, apenas um número máximo pré-especificado de valores condicionantes é procurado próximo desta vizinhança. Em geral, o efeito de filtragem dos valores próximos é parcial, portanto a vizinhança móvel envolve uma perda de acurácia.

CAPÍTULO 6 – CARACTERIZAÇÃO DE FÁCIES E PARÂMETROS ASSOCIADOS

6.1. ASPECTOS GERAIS

Nos estudos de reservatórios, a caracterização das fácies sedimentares e o entendimento da distribuição no espaço dos seus parâmetros petrofísicos (como porosidade e saturação) são etapas fundamentais para o desenvolvimento e gerenciamento de campos petrolíferos.

De acordo com Ninci (2008), a definição da fácies constitui uma das primeiras etapas do estudo de um reservatório, de modo que as ações subseqüentes dependem da precisão e da qualidade desta caracterização. A partir da definição das fácies sedimentares é possível, por exemplo, compreender a geometria dos depósitos turbidíticos e, conseqüentemente, elaborar um modelo deposicional que represente estes depósitos.

Na caracterização de reservatórios, a primeira distinção que se faz é baseada na individualização das fácies em dois grandes grupos, reservatórios e não-reservatórios, procurando identificar as características petrofísicas que controlam o comportamento dos fluidos em cada fácies.

Segundo Cosentino (2001), existem duas maneiras de realizar a classificação de fácies. Elas podem ser definidas nos testemunhos, através das descrições das feições litológicas, deposicionais e petrofísicas das rochas, para posteriormente serem relacionadas aos perfis geofísicos a partir do reconhecimento de um registro do perfil para cada fácies (como foi realizado nesta dissertação). Ou as fácies podem ser definidas a partir dos registros dos perfis e posteriormente correlacionadas aos dados de testemunhos por meio de técnicas estatísticas.

Assim, enquanto o termo litofácies refere-se à observação direta da rocha em testemunhos, afloramentos e amostras de calha, a fim de se individualizar a rocha de acordo com sua litologia, cimentação, granulometria e presença de fluidos, o termo eletrofácies diz respeito ao reconhecimento indireto das fácies a partir dos perfis geofísicos de poços, sendo cada fácies distinguida pelo comportamento das curvas de raios gama e porosidade neutrão, por exemplo (Albuquerque, 2006).

Para Rosa (2006), a caracterização de eletrofácies tem como base o tratamento estatístico dos dados extraídos dos perfis geofísicos de poços, no sentido de reconhecer

padrões litológicos e, posteriormente, atribuí-los a todo o intervalo perfilado, tendo como resultado a interpretação litológica de toda a seção coberta por perfis.

Desta forma, a interação rocha-perfil configura uma ferramenta eficaz para a caracterização de fácies e dos atributos petrofísicos a elas associados. As delimitações de topo e base, a definição de fácies e o cálculo dos parâmetros porosidade efetiva e saturação de água descritos neste capítulo baseiam-se, portanto, nas análises das informações dos testemunhos e dos registros dos perfis geofísicos.

6.2. PERFIS GEOFÍSICOS

A Perfilagem Geofísica é obtida na etapa de perfuração de um poço, que fornecerá, posteriormente à análise, o registro dos atributos do reservatório resultantes da interação fluido-rocha. Ou seja, ela é a representação gráfica das propriedades físicas das rochas atravessadas ao longo de um poço em relação à profundidade.

De acordo com Girão Nery (2004), as rochas podem ser identificadas em função de suas propriedades *elétricas* (condutividade elétrica, polarização induzida, constante dielétrica ou potencial eletroquímico natural), *acústicas* (velocidade de propagação ou tempo de trânsito de ondas elásticas compressionais ou cisalhantes), *radioativas* (radioatividade natural ou induzida), *mecânicas, térmicas* etc., que são obtidas através dos sinais registrados pelos sensores do equipamento de perfilagem. Os dados registrados pelos perfis possibilitam que as propriedades petrofísicas sejam inferidas.

Os perfis geofísicos de poços constituem-se em uma das mais importantes ferramentas exploratórias devido ao fato de auxiliarem na aquisição de parâmetros petrofísicos, litológicos, estruturais e estratigráficos.

6.2.1. PERFIL DE RAIOS GAMA (GR)

O perfil de raios gama (GR) constitui o registro das ondas eletromagnéticas de alta energia que são emitidas naturalmente pelos minerais radioativos presentes nas formações. A maior parte da radiação gama encontrada na natureza provém dos isótopos radioativos de potássio (K^{40}) e dos elementos radioativos das séries de Urânio (U^{235}) e Thório (Th²³²) (Girão Nery, 2004).

De acordo com Rider (2002), a característica principal dos raios gama consiste na sua capacidade de perder energia conforme atravessa as formações rochosas devido às colisões com os elétrons, em um processo conhecido como Efeito de Espalhamento

Compton. Assim, após sucessivas perdas de energia, os raios gama são absorvidos pela formação através do Efeito Fotoelétrico.

O objetivo principal da ferramenta de raios gama consiste em distinguir as camadas geológicas com altas e baixas radioatividades de forma a determinar o teor de argilominerais presente em cada uma delas. Dentre as rochas sedimentares, os folhelhos e as argilas são os que apresentam maior radioatividade devido à presença do K^{40} e à habilidade de reter os íons metálicos do U^{235} e do Th^{232} . A combinação destes três elementos fornece aos folhelhos uma radioatividade entre 75 e 150 °API. Segundo Girão Nery (2004), esta alta radioatividade dos folhelhos está relacionada ao seu alto teor de matéria orgânica e à sua capacidade de realizar trocas iônicas com as soluções intersticiais do meio ambiente onde foram depositados.

Embora saiba-se que as rochas areníticas apresentam baixos valores de radioatividade, os arenitos do Campo de Namorado por serem arcoseanos possuem valores anômalos de raios gama. Os altos valores de GR também são encontrados nos arenitos líticos e conglomerados polimíticos que podem apresentar em sua composição fragmentos provenientes de rochas ígneas e/ou metamórficas que são naturalmente radioativas.

De acordo com Girão Nery (2004), a curva do perfil de raios gama pode configurar um bom indicador das condições deposicionais desde que a radioatividade seja resultante apenas da presença de argilominerais. Por exemplo, nas camadas onde a curva apresenta aspecto de sino infere-se uma granodecrescência ascendente.

A quantificação do volume de argila presente nas rochas, a correlação estratigráfica entre poços vizinhos e a identificação de inconformidades configuram outras aplicações dos perfis de raios gama.

6.2.2. PERFIL DE DENSIDADE DA FORMAÇÃO (RHOB)

O perfil de densidade (RHOB) constitui o registro contínuo das variações de densidade das rochas atravessadas por um poço (Girão Nery, 1990). Segundo Rider (2002), a densidade da formação corresponde à densidade dos minerais que formam as rochas (matriz) e ao volume dos fluidos nela confinados (porosidade).

O princípio de funcionamento deste perfil consiste na emissão de raios gama de média energia para dentro da formação a partir de uma fonte radioativa de Césio 137. Os raios gama colidem com os elétrons da formação, transferindo parte de sua energia para eles (Efeito de Espalhamento Compton). As colisões ocorrem de acordo com o número de elétrons que a formação contém, o que faz com que a resposta do perfil de densidade seja correspondente à densidade de elétrons da formação.

O perfil de densidade tem como principais aplicações a quantificação da porosidade das formações sedimentares, a identificação de minerais de origem evaporítica, a detecção de zonas de gás, a determinação da densidade dos hidrocarbonetos, a avaliação de arenitos argilosos e litotipos complexos, entre outras (Schlumberger, 1989). Algumas destas medições devem ser realizadas em conjunto com o perfil neutrão para obter uma maior eficiência na interpretação.

De acordo com Rider (2002), as densidades dos litotipos mais comuns (**Tabela 6.1**) não são determinadas de forma precisa devido à grande variação na composição e textura. Os folhelhos e argilitos possuem densidades variando entre 1,8 e 2,7 g/cm³ devido à fatores como compactação, idade e composição

LITOTIPO	VARIAÇÃO (g/cm ³)	MATRIZ (g/cm ³)
Folhelhos e Argilitos	1,8-2,75	Varia (média 2,65-2,7)
Arenitos	1,9-2,65	2,65
Calcários	2,2-2,71	2,71
Dolomitos	2,3-2,87	2,87
Fluido (água doce/salgada)	1,0-1,1 (média 1,06)	

Tabela 6.1: Densidades dos litotipos e fluidos mais comuns (Rider, 2002).

Segundo Rider (2002), arenitos compostos essencialmente por minerais de quartzo, com densidade de 2,65 g/cm³, são raros, o que faz com que a densidade destas rochas dependa dos demais minerais que as constituem. Assim, os arenitos podem apresentar em sua composição feldspatos (2,52-2,53 g/cm³), micas (2,65-3,1 g/cm³) e fragmentos líticos (densidade variável), por exemplo, alterando suas densidades.

6.2.3. PERFIL DE POROSIDADE NEUTRÃO (NPHI)

O perfil de neutrão (NPHI) corresponde ao registro contínuo do índice de hidrogênio presente nas formações, refletindo diretamente o espaço poroso que é preenchido por fluidos (óleo, gás ou água). De acordo com Girão Nery (2004), este tipo de perfil mede a radioatividade induzida artificialmente por meio do bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade.

Os nêutrons são partículas subatômicas destituídas de carga elétrica que possuem a mesma massa que os átomos de hidrogênio e que interagem com as formações através dos processos de colisão e absorção (Schlumberger, 1998; Rider, 2002; Girão Nery, 2004).

Segundo Girão Nery (2004), os nêutrons são bombardeados nas camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas com os átomos da formação fazem

com que os nêutrons percam parte de sua energia. Como a quantidade de energia perdida por colisão depende da massa relativa do núcleo colidido, a maior perda de energia é verificada quando os nêutrons colidem com os núcleos de hidrogênio. Este processo de colisão cessa quando os nêutrons passam a expressar as mesmas velocidade e energia presentes na formação, difundindo-se aleatoriamente até que sejam absorvidos pelo núcleo de qualquer átomo o qual torna-se excitado e emite raios gama de alta energia (Schlumberger, 1998; Rider, 2002; Girão Nery, 2004).

As principais aplicações do perfil neutrônico envolvem a determinação da porosidade, a interpretação dos litotipos e a detecção de zonas contendo hidrocarbonetos leves ou gás nas rochas reservatórios, sendo que esta última aplicação é mais eficiente quando realizada em conjunto com os perfis de densidade e sônico.

De acordo com Girão Nery (2004), as formações que possuem os seus poros preenchidos por gás ou hidrocarbonetos leves apresentarão um contraste entre as porosidades medidas pelos perfis neutrão, densidade e sônico. Isto ocorre porque os gases e hidrocarbonetos leves possuem um índice de hidrogênio por unidade de volume de rocha inferior aquele verificado na água e no óleo. Assim, enquanto a leitura dos perfis densidade e sônico apresentarão altos valores de RHOB e DT em uma zona com gás, o perfil neutrônico registrará valores baixos de NPHI, sendo válida a relação $\Phi_{\rm NPHI} < \Phi_{\rm RHOB}$ para as medidas de porosidade nesta zona.

Com relação à presença de argila na formação devido ao alto teor de água adsorvida, Girão Nery (2004) diz que a porosidade registrada nas rochas argilosas é maior do que nas rochas limpas, o que pode ser expresso pela relação $\Phi_{\text{NPHI}} > \Phi_{\text{RHOB}}$. Em contrapartida, a leitura da porosidade nos perfis neutrônico, densidade e sônico nas rochas limpas ou com zonas de água é praticamente igual, ou seja, $\Phi_{\text{NPHI}} \cong \Phi_{\text{RHOB}} \cong \Phi_{\text{DT}}$.

6.2.4. PERFIL SÔNICO (DT)

O perfil sônico (DT) corresponde ao registro contínuo do tempo de trânsito do sinal sonoro quando este atravessa a formação. Segundo Girão Nery (2004), a determinação do tempo gasto pelo som para percorrer um determinado espaço da formação é útil para quantificar o conteúdo de fluido nas rochas. Ou seja, o perfil sônico é utilizado para determinar a porosidade efetiva do reservatório.

O princípio de funcionamento deste perfil consiste na emissão por um transmissor de pulsos sonoros compressionais que se difundem na formação e são captados por dois receptores acústicos que registrarão os sinais recebidos pela formação. Desta forma, o equipamento de perfilagem mede a diferença do tempo gasto pelo som (tempo de trânsito) entre os dois receptores, ou seja, o inverso da velocidade de propagação.

O intervalo de tempo de trânsito para uma dada formação dependerá tanto do litotipo quanto da porosidade. Assim, considerando que as rochas A e B apresentam características similares, aquela que contiver maior quantidade de fluidos dentro de seus poros devido à maior separação entre os grãos (maior porosidade) apresentará um tempo de trânsito maior do que aquela com menor volume de fluidos (grãos mais próximos, portanto menor porosidade). Além disso, o intervalo de tempo de trânsito é maior nas rochas menos densas, auxiliando na diferenciação entre os tipos de rochas (**Tabela 6.2**).

LITOTIPO	TEMPO DE TRÂNSITO (µs/ft)	VELOCIDADE (ft/s)
Folhelho	60-170	16.000-5.000
Arenito (quartzo)	51,0-55,5	19.500-18.000
Calcário	47,6-53,0	23.000-19.000
Dolomito	38,5-45,0	26.000-22.200
Óleo	238	4.200
Gás	626	1.600
Água (doce)	200	5.000

Tabela 6.2: Tempos de trânsito e velocidades compressionais dos litotipos e fluidos mais comuns (modificado de Girão Nery, 2000; Rider, 2000).

A presença de argila e hidrocarbonetos nas formações é outro aspecto a se considerar nos perfis sônicos. Segundo Girão Nery (2004), a presença de argila nas camadas permoporosas aumenta a quantidade de água intersticial (comparadas àquelas limpas ou sem argila), atenuando a velocidade do som e aumentando o tempo de trânsito registrado. Com relação às camadas portadoras de hidrocarbonetos, também verifica-se um aumento no tempo de trânsito devido ao fato do óleo e do gás serem menos densos que a água.

No entanto, o perfil sônico apresenta algumas limitações nas medições da porosidade. Como este perfil só registra a porosidade intergranular, a porosidade secundária, como as cavidades típicas de rochas carbonáticas, é calculada de forma errada. Outro erro verificado neste perfil é que, em poços com diâmetro muito grande, o tempo de trânsito pode ser elevado, não tendo relação com a porosidade da formação.

6.2.5. PERFIL DE INDUÇÃO (ILD)

O perfil de indução (ILD) consiste em registrar a capacidade de uma determinada formação em conduzir corrente elétrica. Como a condutividade é o inverso da resistividade, este perfil também registra a resistência da formação na passagem desta corrente elétrica.

De acordo com Rider (2002), apesar das rochas serem isolantes, elas possuem poros ou cavidades que podem ser preenchidos por fluidos que são condutores. Este é o caso, por exemplo, das águas salíferas que apresentam alta condutividade e baixa resistividade. As formações que apresentam seus espaços porosos preenchidos por hidrocarbonetos, por sua vez, irão apresentar altos valores de resistividade.

Desta forma, a principal aplicação do perfil de indução consiste na identificação de camadas que contenham hidrocarbonetos. Em termos quantitativos, este perfil é usado para identificar zonas saturadas em óleo a partir do cálculo da saturação de água e para definir o contato óleo-água (Rider, 2002). Com relação às aplicações qualitativas do perfil podem-se citar as correlações poço a poço e a identificação do tipo de rocha e do tipo de fluido.

Como dito anteriormente, as rochas são caracterizadas por não conduzirem eletricidade, porém a sua textura e a geometria e conexão de seus poros podem influenciar na sua resistividade. Assim, as rochas que apresentam uma estrutura facilitadora à passagem de fluidos, permitirão a condução de mais corrente do que aquelas que apresentam uma estrutura caótica. Este comportamento das rochas é chamado de Fator Resistividade da Formação (F) e por depender tanto da forma como do tamanho e seleção dos grãos, está intimamente relacionado com a porosidade da formação.

Outro aspecto a se considerar neste tipo de perfil condiz ao caráter condutivo das argilas quando estas fazem parte das formações. Na presença de água, a superfície das camadas de argila torna-se negativamente carregada, o que faz com que elas se dissociem e conduzam eletricidade. De acordo com Rider (2002), o comportamento condutivo das argilas nos arenitos argilosos e folhelhos é complexo, pois depende da resistividade do fluido que a percola. Além disso, quando as argilas estão presentes, o fator resistividade-formação deixa de ser constante. Assim, quanto maior a resistividade do fluido, maior a condutividade das argilas que farão com que F diminua. Embora se saiba que as zonas de óleo possuem resistividades muito altas, o caráter condutivo das argilas torna as resistividades dos arenitos argilosos saturados em óleo bastante baixas.

6.3. ESTUDO DE FÁCIES DO CAMPO DE NAMORADO

Nos últimos anos, diversos trabalhos têm sido realizados no âmbito da caracterização de fácies por meio das análises de testemunhos e de perfis geofísicos de poços. As descrições macroscópicas dos testemunhos fornecem informações detalhadas dos litotipos identificados e, por isso, tendem a definir uma quantidade elevada de fácies devido à grande variação de cores, texturas, granulometria, feições sedimentares e mineralógicas, presença de cimento ou fluidos etc.

Este fato pode ser comprovado pelo trabalho desenvolvido por Zarpelon *et al.* (1997 *apud* Barboza, 2005) que, a partir da descrição macroscópica dos testemunhos recuperados do Campo de Namorado e tomando como base os seus atributos deposicionais, diagenéticos e estruturais, define vinte e uma litofácies.

No entanto, essa caracterização minuciosa de fácies muitas vezes dificulta a correlação entre as informações litológicas provenientes de testemunhos e aquelas decorrentes de interpretações de perfis geofísicos de poços, fazendo-se necessário a definição de associações de fácies com o intuito de auxiliar nesta correlação rocha-perfil.

Em seus trabalhos, Souza Jr. (1997) e Barboza (2005) definiram sete associações de fácies (**Quadro 6.1**) baseadas nas descrições de testemunhos e nas características genéticas do reservatório do Campo de Namorado. Para Souza Jr. (1997), a análise qualitativa de fácies sedimentares deve seguir as cinco etapas propostas por Homewood *et al.* (1992): (1) observação das fácies sedimentares; (2) dedução dos processos de deposição; (3) identificação das associações de fácies; (4) determinação dos ambientes de sedimentação; e (5) construção do modelo sedimentológico.

ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES			
Souza Jr. (1997)	Barboza (2005)	Descrição	
F1	L1	Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos	
F2	L2	Arenitos Maciços e Estratificados	
F3	L3	Turbiditos de Bouma em Camadas Espessas	
F4	L4	Turbiditos de Bouma em Camadas Finas	
F5	L5	Conglomerados Suportados pela Matriz	
F6	L6	Escorregamentos	
F7	L7	Lamitos	

Quadro 6.1: Associação de fácies definidas por Souza Jr. (1997) e Barboza (2005).

Em seu trabalho, Rosa (2006) correlaciona as informações litológicas provenientes de testemunhos com aquelas oriundas das interpretações de perfis geofísicos de poços,

utilizando a análise estatística multivariada. Esta correlação foi aplicada para três poços testemunhados do Campo de Namorado (NA01A, NA02 e RJS42) tomando quatro perfis como variáveis quantitativas (GR, RHOB, NPHI e DT).

Rosa (2006) analisou os perfis de poços e dados de testemunhos em dois enfoques: análise qualitativa e análise de agrupamento de dois, três e quatro grupos. A partir da análise discriminante, definiu qual método era mais adequado para cada poço bem como o número de fácies identificadas.

Em trabalho posterior, Rosa *et al.* (2008) correlacionaram as informações de rocha e perfil a partir da estatística multivariada (análises de agrupamento e discriminante) e, considerando os resultados que obtiveram menores desvios, definiram cinco eletrofácies (arenito, arenito argiloso, arenito cimentado, carbonato e folhelho) para o Campo de Namorado.

Albuquerque *et al.* (2005) e Albuquerque (2006) também utilizaram as análises de agrupamento e discriminante para modelar as eletrofácies do Campo de Namorado. Nestes trabalhos foram identificados quatro agrupamentos de eletrofácies que correspondem às seguintes descrições de testemunhos:

(1) <u>Reservatórios de Primeira Classe</u> \Rightarrow correspondem à arenitos com óleo e pouca cimentação, em sua maioria, arenitos de granulometria média a grossa, conglomerados e folhelhos com óleo.

(2) <u>*Reservatórios de Segunda Classe*</u> \Rightarrow são arenitos pouco cimentados e com boa porosidade, folhelhos, carbonatos e interestratificações de folhelhos e carbonatos.

(3) <u>*Reservatórios de Terceira Classe*</u> ⇒ consistem em sua maioria de folhelhos com óleo, folhelhos, carbonatos e arenitos cimentados.

(4) <u>*Não-Reservatórios*</u> ⇒ caracterizados por folhelhos, em sua maioria, margas, arenitos e folhelhos finamente interestratificados, arenitos com óleo e baixa porosidade.

Outros trabalhos de destaque na caracterização de eletrofácies são os desenvolvidos por Ninci (2006 e 2008). No primeiro trabalho, empregando a técnica de correlação estratigráfica a partir dos perfis geofísicos, Ninci delimitou os intervalos reservatório e não-reservatório e posteriormente definiu três eletrofácies.

Já no segundo trabalho, Ninci integrou os dados de perfis geofísicos (GR, RHOB e NPHI) com as descrições de testemunhos através da técnica de lógica *fuzzy* para individualizar as eletrofácies. Os dados disponíveis nos testemunhos foram agrupados de acordo com os critérios da lógica nebulosa visando a sua otimização. Esses critérios

consistiram em agrupar na mesma classificação litotipos com granulometria e constituição semelhantes. Assim, foram definidos quatro grupos:

 $\stackrel{\text{therefore}}{\Rightarrow} \underline{Grupo \ 1} \Rightarrow$ contém fácies formadas apenas por arenitos, sem intercalações com outras litologias e cimentação predominante.

 $\stackrel{\text{t}}{\Rightarrow} \underline{Grupo 2} \Rightarrow$ composto por arenitos com menor capacidade de conter óleo em relação ao grupo 1, por ser constituído por granulação mais fina ou associado à rochas argilosas.

 \checkmark <u>*Grupo 3*</u> \Rightarrow a terceira classificação considerou apenas arenitos e folhelhos que contêm carbonatos em sua constituição (fácies cimentadas e margas).

 $\stackrel{\text{les}}{\Rightarrow} \underline{Grupo \ 4} \Rightarrow$ composto por fácies com predominância de sedimentos muito finos, como silte e argila, sendo considerados como não-reservatório.

6.4. DELIMITAÇÃO DE TOPO E BASE

A delimitação do topo e da base (**Figura 6.1**) do reservatório do Campo de Namorado foi realizada através da análise do comportamento das curvas dos perfis RHOB, NPHI e GR dos 54 poços disponíveis para a execução deste trabalho.

O topo do reservatório encontra-se logo abaixo do marco radioativo (marco verde) que é expresso pelos altos valores registrados pelo perfil de raios gama (acima de 65 °API). O marco verde corresponde ao intervalo pelágico formado por folhelhos radioativos que, segundo Souza Jr. (1997), têm sua formação relacionada tanto à superfície transgressiva quanto à de inundação máxima em função da condensação da seqüência transgressiva nas porções mais distais da área de sedimentação na bacia.

Desta forma, o limite superior do reservatório é marcado pela queda brusca nos valores de GR indicando o contato entre arenitos e folhelhos. A ocorrência de arenitos no topo do reservatório também pode ser verificada a partir da análise conjunta dos perfis neutrão e de densidade, na qual se observa que o intervalo apresenta altos valores de NPHI e baixos valores de RHOB.

Já a base do reservatório é marcada por uma superfície de descontinuidade (erosiva) que separa o sistema turbidítico do Campo de Namorado do substrato carbonático que, de acordo com Souza Jr. (1997), é composto por calcilutitos e margas intercalados com os depósitos de escorregamentos (*slumps*) e de fluxo de detritos (*debris flows*).

Assim, o limite inferior do reservatório é identificado pelo aumento acentuado nos valores de RHOB (alta densidade) e diminuição nos valores de GR (baixa argilosidade) que

são característicos da ocorrência de depósitos carbonáticos. Ou seja, a base é identificada a partir do contraste de densidade e radioatividade entre os arenitos turbidíticos e os carbonatos de plataforma (Souza Jr., 1997).



Figura 6.1: Delimitação de topo e base do poço NA01A com base nos perfis geofísicos. Legenda: (----) NPHI, (----) RHOB e (----) GR.

As cotas de topo e base dos 54 poços analisados neste trabalho e definidas a partir dos perfis geofísicos encontram-se no **Apêndice A**.

6.5. DEFINIÇÃO DE FÁCIES

O método proposto neste trabalho para a definição das fácies do Campo de Namorado baseia-se na associação das 29 litofácies descritas na ANASETE e nas análises dos perfis geofísicos de poços a partir dos quais atribuiu-se valores a cada uma das associações de fácies através da aplicação de uma função lógica.

A associação qualitativa das 29 fácies descritas nos 14 poços testemunhados foi realizada de acordo com critérios geológicos (granulometria, constituição mineralógica, feições sedimentares etc.) e diagenéticos (cimentação), com o intuito de representar as litofácies mais características do Campo de Namorado. Assim, considerando as características físicas e composicionais descritas nos testemunhos e observando a distribuição das fácies em cada poço (**Apêndice B**), definiu-se cinco associações de fácies, a saber: arenito, arenito argiloso, arenito cimentado, folhelho e carbonato.

Rosa *et al.* (2008) também classificaram as fácies do Campo de Namorado nestas cinco categorias, no entanto as fácies 5, 19, 23, 24, 25, 26, 27, 28 e 29 descritas na ANASETE não foram inseridas em nenhuma categoria por estes autores. Além disso, a fácies 20 (folhelho síltico com níveis de marga bioturbada) foi classificada por Rosa *et al.* (2008) como folhelho, enquanto neste trabalho ela foi inserida na fácies carbonato.

O **Quadro 6.2** correlaciona a associação de fácies proposta neste trabalho com as litofácies descritas pela Petrobras. As descrições de cada associação de fácies que se seguem foram compiladas da ANASETE.

ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES	LITOFÁCIES - PETROBRAS
Arenito	Fácies 4, 5, 6, 7, 8 e 27
Arenito Argiloso	Fácies 3, 10, 11, 15, 19, 22 e 28
Arenito Cimentado	Fácies 9, 21 e 23
Carbonato	Fácies 1, 2, 13, 17, 18, 20, 25 e 26
Folhelho	Fácies 12, 14, 16, 24 e 29

Quadro 6.2: Correlação entre a associação de fácies proposta neste trabalho e as litofácies descritas pela Petrobras de acordo com as informações dos testemunhos (ANASETE).

A fácies **Arenito** (**Figura 6.2-A**) corresponde à arenitos arcoseanos e conglomerados polimíticos que apresentam boa porosidade e indícios elevados de conter hidrocarbonetos. Os arenitos podem apresentar-se bem selecionados, com aspecto maciço e, às vezes, com gradação cauda grossa ou incipiente (*fácies 8*); amalgamados em camadas

de até 3m, cuja base é constituída por arenitos conglomeráticos que gradam em direção ao topo para arenito grosso a médio (*fácies 6*); e em camadas de até 1m de espessura com *trend* de gradação normal (base constituída por areia grossa a média e topo com areia fina) e laminações plano-paralelas (*fácies 7*). Já os conglomerados polimíticos apresentam clastos de diversas fontes (granito, folhelho, carbonatos etc.) e matriz arenosa a quartzo-feldspática (*fácies 4*).

A fácies **Arenito Argiloso** (**Figura 6.2-B**) corresponde à arenitos associados à rochas pelíticas que apresentam uma porosidade regular e indícios moderados de conter hidrocarbonetos. Estes arenitos podem apresentar-se em camadas de areia fina a média, argilosa e intensamente bioturbada (*fácies 15*); com intercalações de até 1m de arenito médio gradando a arenito fino com *ripples* e folhelhos, representando toda a Seqüência de Bouma (*fácies 10*); em camadas finas de arenito com laminações plano paralelas e ripples que grada para siltitos e folhelhos, representando o intervalo T_{bcde} da Seqüência de Bouma (*fácies 11*); como arenitos arcoseanos com grãos de glauconita dispersos e bioturbações (*fácies 19*); e com arcabouço desagregado suportado por matriz siliciclástica areno-lamosa, com feições de deformação e constituído por cascalho de matriz lítica (*fácies 3*).

A fácies **Arenito Cimentado** (**Figura 6.2-C**) corresponde à arenitos médios cujo espaço poroso encontra-se totalmente cimentado, não contendo, portanto, indícios de hidrocarbonetos. Os arenitos deste grupo podem apresentar-se em níveis e lentes descontínuas menores que 1m e intercalados com fácies arenosas porosas (*fácies 9*); e com feições de deformação interna do tipo escorregamento e clastos com arranjo desordenado, mal selecionados e angulosos aparentando aspecto brechóide (*fácies 21*).

A fácies **Carbonato** (**Figura 6.2-D**) corresponde à calcilutitos e margas que apresentam porosidade desprezível e, por isso, não possuem indícios de conter hidrocarbonetos. Estas rochas podem apresentar-se com 35 a 50% de CaCO₃ e bioturbações (*fácies 17*); com intercalação de siltito argiloso e marga hemipelágica e raros níveis areno-siltosos com *climbing* (*fácies 13*); como conglomerados e brechas carbonáticas com arcabouço do tipo *grainstonelwackestone* e matriz constituída por lama carbonática (*fácies 2*); em camadas de até 1m com intercalações de calcilutito, marga e folhelho e com feições de escorregamento (*fácies 1*); com intercalações rítmicas de calcilutito, marga e folhelho em camadas de até 1m de espessura, ricas em plantônicos (*fácies 18*); e com intercalações de folhelhos e margas muito bioturbadas (*fácies 20*).

A fácies **Folhelho** (**Figura 6.2-E**) corresponde à rochas com predominância de sedimentos pelágicos depositados em ambiente de baixa energia que também apresentam porosidade desprezível e sem indícios de conter hidrocarbonetos. Esta fácies constitui-se de rochas selantes que podem apresentar-se em camadas centimétricas (menores de 20cm) de siltito gradando a folhelho, com alta razão folhelho/areia, representando o intervalo T_{de} da Seqüência de Bouma (*fácies 12*); como folhelho síltico laminado e moderadamente

bioturbado, que registra altos valores de GR devido à presença de material fosfático (*fácies 14*); e em níveis irregulares de espessura variável de silte e folhelho bioturbados (*fácies 16*).



Figura 6.2: Litotipos representativos da cada associação de fácies. (A) *Fácies 8* - arenito médio maciço; (B) *Fácies 11* - arenito/folhelho finamente interestratificado; (C) *Fácies 21* - arenito cimentado com feições de escorregamento; (D) *Fácies 1* - interlaminado lamoso deformado; e (E) *Fácies 14* - folhelho radioativo. Imagens extraídas de Barboza (2005).

A partir das descrições de cada associação de fácies verifica-se que as fácies arenito e arenito argiloso constituem as rochas reservatório, enquanto as fácies arenito cimentado, carbonato e folhelho constituem as rochas não-reservatório.

Definidas as cinco associações de fácies, a etapa seguinte teve como premissa a análise dos perfis geofísicos do Campo de Namorado para identificar a existência de um comportamento padrão dos dados. Nesta etapa, verificou-se a dificuldade em associar os registros dos perfis geofísicos às cinco associações de fácies pré-estabelecidas a partir das descrições de testemunhos.

Assim, considerando esta dificuldade, optou-se por desconsiderar a fácies arenito cimentado devido ao fato desta fácies apresentar características que possibilitam que ela seja atribuída tanto à fácies arenito quanto à fácies carbonato. Os registros geofísicos não se mostraram consistentes na individualização da fácies arenito cimentado visto que as rochas que a representa são compostas por arenitos médios equivalentes àqueles da fácies 8, porém com o diferencial de possuírem seus poros preenchidos por cimento, o que faz com que os registros geofísicos as classifiquem como fácies carbonato em alguns intervalos.

Desta forma, levando em consideração as informações encontradas na literatura e as análises dos dados de poços, atribuiu-se valores condicionantes para a individualização de cada eletrofácies a partir da aplicação de uma função lógica (**Quadro 6.3**). Os perfis utilizados para a definição das quatro eletrofácies foram GR e RHOB.

CÓDIGO	ELETROFÁCIES	FUNÇÃO LÓGICA
1	Arenito	Se, GR<=60 e RHOB<=2,47 ⇒ 1;
2	Arenito Argiloso	Se, GR<65 e RHOB<=2,5 ⇒ 2;
3	Carbonato	Se, GR<65 e RHOB>2,5 ⇒ 3;
4	Folhelho	Se, GR>=65 ⇒ 4

Quadro 6.3: Função lógica utilizada para a definição das eletrofácies.

Como o Campo de Namorado é caracterizado por arenitos arcoseanos, o valor de corte da eletrofácies arenito foi estabelecido como sendo 60 °API. A eletrofácies arenito argiloso, por sua vez, também tende a apresentar valores elevados de GR por apresentar sucessões de rochas argilosas. O valor de corte para esta eletrofácies foi determinado de acordo com aquele estabelecido para os folhelhos (65 °API), visto que estas duas eletrofácies tendem a apresentar registros semelhantes, tomando cuidado para que não haja sobreposição de valores.

Embora se saiba que as rochas carbonáticas apresentam baixos valores de GR, a eletrofácies carbonato, aqui discriminada, apresenta associações de rochas carbonáticas e pelíticas que, por sua vez, são rochas naturalmente radioativas, podendo apresentar, portanto, valores relativamente altos de GR. Como no intervalo entre 60-65 °API havia amostras com densidade superior a 2,5 g/cm³ que não se ajustavam às eletrofácies arenito e arenito argiloso, optou-se pelo valor de corte de 65 °API para a eletrofácies carbonato de forma a abranger estas amostras. Pela análise dos perfis geofísicos, verificou-se que os carbonatos da base do reservatório, de um modo geral, apresentam valores de RHOB acima de 2,5 g/cm³, por isso este valor foi escolhido como dado de corte.

Como visto na **seção 6.2.1.**, dentre os litotipos sedimentares os folhelhos são os que apresentam maior radioatividade devido ao alto teor de matéria orgânica e à capacidade de realizar trocas iônicas. Analisando os registros dos folhelhos do marco radioativo do topo do reservatório, estabeleceu-se o valor de corte de 65 °API para a eletrofácies folhelho. O fator densidade não foi considerado determinante para a individualização desta eletrofácies visto que a densidade dos folhelhos é bastante variável, conforme mostra a **Tabela 6.1**.

O perfil NPHI não foi utilizado como dado condicionante devido ao fato de suas informações não se mostrarem consistentes na individualização das eletrofácies. O perfil ILD não foi empregado para individualizar as fácies porque ele caracteriza o fluido e o perfil DT não foi utilizado visto que não há registro deste perfil para todos os poços.

Como os valores condicionantes de GR e RHOB foram determinados após vários testes para definição das eletrofácies, verificou-se que todas as 30546 células compreendidas entre o topo e a base do reservatório foram identificadas de forma satisfatória, ou seja, cada célula possui uma eletrofácies associada a ela.

Assim, as eletrofácies arenito e arenito argiloso foram consideradas rochas reservatório enquanto as eletrofácies carbonato e folhelho foram consideradas rochas não-reservatório. Por medida de simplificação, o termo "eletrofácies" será substituído pelo termo "fácies".

Com esta classificação, a proporção de fácies obtida nos 54 poços analisados corresponde a 28,9% para a fácies arenito, 18,0% para a fácies arenito argiloso, 9,6% para a fácies carbonato e 43,5% para a fácies folhelho (**Figura 6.3**), ou seja, 46,9% das fácies identificadas são rochas reservatório, enquanto que 53,1% representam as rochas não-reservatório.



Figura 6.3: Histograma das proporções das fácies classificadas pela função lógica.

Esta proporção de fácies mostrou-se coerente com aquela identificada através dos litotipos descritos pela Análise Seqüencial de Testemunhos (**Figura 6.4**), o que torna a classificação proposta neste trabalho condizente com a realidade. Nos perfis da **Figura 6.4**, a coluna da esquerda corresponde ao empilhamento dos litotipos identificados pelos testemunhos enquanto a coluna da direita representa o empilhamento das fácies classificadas pela função lógica.

No poço NA04, observa-se que nas porções onde há altos registros de NPHI e baixos de RHOB, tanto as fácies identificadas pelos testemunhos quanto àquelas classificadas pela função lógica representam rochas areníticas. Além disso, verifica-se também que a fácies folhelho classificada pela função lógica não possui correspondência nos testemunhos o que exemplifica o problema exposto acima de correlacionar os registros geofísicos com as informações dos testemunhos. Por fim, os altos valores de RHOB encontrados na base deste poço são representativos do substrato carbonático identificado tanto pelos testemunhos como pela função lógica.

O poço NA11A apresenta associações de rochas areníticas e carbonáticas tanto nas fácies identificadas pelos testemunhos quanto naquelas geradas pela função lógica. Neste

poço, verifica-se que a *fácies 9* (AMC - arenito médio cimentado) foi classificada pela função lógica como arenito em algumas porções e como carbonato em outras, conforme mencionado anteriormente.

No poço NA07 verifica-se que os maiores registros de GR correspondem às rochas pelíticas em ambas as classificações. Já o poço NA44D apresenta uma correlação praticamente fidedigna entre as fácies testemunhadas e aquelas classificadas pela função lógica.

Os histogramas das **Figuras 6.5** e **6.6** mostram o comportamento de cada fácies classificada com relação às variáveis condicionantes GR e RHOB, respectivamente. Analisando o comportamento dos dados nestes histogramas, observa-se que a função lógica proposta para a definição das fácies mostrou-se bastante eficaz.



Figura 6.4: Correlação entre os litotipos descritos por meio de testemunhos (esquerda) e as fácies classificadas através da função lógica proposta (direita) para os poços NA04A, NA11A, NA07 e NA44D.


Figura 6.5: Histogramas da variável GR para as fácies (A) arenito; (B) arenito argiloso; (C) carbonato; e (D) folhelho.



Figura 6.6: Histogramas da variável RHOB para as fácies (**A**) arenito; (**B**) arenito argiloso; (**C**) carbonato; e (**D**) folhelho.

6.6. CÁLCULO DO VOLUME DE ARGILA (V_{SH})

A quantificação do volume de argila (V_{sh}) presente nas formações desempenha um papel importante na caracterização de fácies e na avaliação do potencial petrolífero de um dado campo devido ao fato de influenciar na determinação da porosidade efetiva e da saturação de água das formações.

De acordo com Halliburton (2001) e Girão Nery (2004), a ocorrência da argila nos reservatórios areníticos pode se dar de três maneiras: laminada, estrutural e dispersa (**Figura 6.7**). Os folhelhos laminados (ou argila laminar) correspondem a finas camadas de argilominerais intercalados com camadas finas de arenito. Neste caso, as argilas têm origem detrítica, por isso são depositadas em ambiente de baixa energia e no mesmo instante que os grãos de areia. Além disso, a presença de folhelhos laminados tende a reduzir a porosidade e a permeabilidade do reservatório e causar problemas na medição da resistividade das rochas.



Figura 6.7: Tipos de ocorrência da argila nos reservatórios areníticos (modificado de Halliburton, 2001). (A) Argila Laminar; (B) Argila Estrutural; e (C) Argila Dispersa.

A argila estrutural (ou folhelho consolidado) consiste de argilominerais detríticos que ocorrem como clastos, grãos ou partículas no arcabouço das rochas areníticas. Este tipo de ocorrência apresenta um impacto irrisório na qualidade de reservatório da rocha por não influenciar na sua porosidade e permeabilidade e por estar presente em pequenas quantidades. Já a argila dispersa corresponde a partículas muito finas que se encontram disseminadas nos espaços porosos entre os grãos de areia, o que prejudica a qualidade do reservatório: em pequenas quantidades, estas argilas bloqueiam as gargantas de poros, reduzindo a porosidade efetiva e a permeabilidade. Neste caso, as argilas tem origem autigênica, por isso são precipitadas *in situ* como resultado de alguma reação química.

Como dito anteriormente, o perfil de raios gama reflete o conteúdo de argila presente nas formações devido ao fato dos elementos radioativos se concentrarem nos minerais de argila. Este conteúdo pode ser determinado a partir de uma relação empírica formalizada com base nos registros de GR.

O método de quantificação do volume de argila empregado neste trabalho consiste, inicialmente, na determinação do Índice de Raios Gama (I_{GR}), que é dado como uma expressão linear do V_{sh} . O princípio para a obtenção deste índice está na avaliação prévia de toda a seção de raios gama perfilada, com o intuito de identificar os valores de radioatividade máximos (litotipos puramente argilosos) e mínimos (litotipos com baixa argilosidade). A partir da determinação destes extremos obtém-se o conteúdo de argila para cada registro do perfil de raios gama conforme a **Equação 6.1** (Brock, 1986; Hilchie, 1982):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$
(6.1)

Onde: $I_{GR} =$ Índice de Raios Gama

 GR_{log} = Ponto de leitura do perfil de raios gama que se quer determinar o I_{GR}

 GR_{max} = Valor da maior radioatividade observada no poço (fácies folhelho)

 GR_{min} = Valor da menor radioatividade observada no poço (fácies arenito)

Analisando os resultados obtidos para o I_{GR} em cada poço, verificou-se que o índice máximo corresponde à fácies folhelho (maior GR) e que os índices mínimos são representados pelas fácies arenito e carbonato (menor GR). Estes resultados demonstram a eficácia da equação adotada em identificar as fácies com maior e menor argilosidade.

Embora alguns autores utilizem o I_{GR} como indicador de argila sem levar em consideração a sua forma de ocorrência, o emprego direto da **Equação 6.1** é mais adequado para folhelhos laminados. No entanto, sabe-se que quando as argilas estão dispostas de forma dispersa ou estrutural elas apresentam um comportamento não-linear, o que leva à utilização de outros tipos de relações. Neste estudo, a escolha da equação mais apropriada teve como premissa a consolidação das rochas.

Assim, definido o I_{GR} e considerando os litotipos do Campo de Namorado como consolidados foi utilizada a **Equação 6.2** proposta por Dresser Atlas (1982 extraída de Rider, 2002) para calcular o volume de argila. Este cálculo foi realizado apenas para a fácies arenito argiloso devido ao fato da mesma apresentar o seu potencial em armazenar petróleo afetado pela presença de argila.

$$V_{sh} = 0.33 \left[2^{(2 \times I_{GR})} - 1 \right]$$
(6.2)

Onde: V_{sh} = Volume de Argila para rochas consolidadas

6.7. CÁLCULO DA POROSIDADE EFETIVA (PHIE)

Para a indústria do petróleo, a porosidade é uma das mais importantes propriedades de rocha, pois é através dela que os hidrocarbonetos são armazenados. Matematicamente, ela é definida como sendo a razão entre o volume do espaço poroso e o volume total da rocha reservatório (**Equação 6.3**).

$$\phi = \frac{V_t - V_{gr}}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \tag{6.3}$$

Onde: $\mathbf{Ø}$ = Porosidade

 V_t = Volume total da rocha V_{gr} = Volume ocupado pelos grãos V_p = Volume do espaço poroso

Embora sua definição seja bastante simples, a porosidade pode ser um parâmetro difícil de quantificar uma vez que o volume poroso da rocha reservatório é sempre uma rede complexa de espaços de diferentes formatos, dimensões e origens (Cosentino, 2001). Uma classificação geral do sistema poroso pode ser baseada no processo genético responsável pela formação da porosidade, a qual pode ser diferenciada em dois tipos fundamentais: porosidade absoluta (total) e efetiva (poros conectados).

A porosidade total considera todos os espaços vazios existentes nas rochas, sejam eles isolados ou conectados. No entanto, nos estudos de reservatórios de petróleo, a porosidade efetiva é a que se deseja quantificar devido ao fato dela considerar apenas os espaços porosos interconectados que possibilitam o fluxo de fluidos. A porosidade de uma determinada formação pode ser obtida indiretamente através dos perfis de densidade e sônico e diretamente pelo perfil neutrão.

De acordo com Asquith & Gibson (1982), em formações limpas (sem argila) nas quais o espaço poroso está preenchido por água ou óleo, a porosidade neutrônica é o registro deste espaço ocupado pelos fluidos. No caso do perfil de densidade, a porosidade é obtida a partir da densidade total das formações limpas preenchidas por fluidos quando as densidades da matriz e do fluido são conhecidas (Schlumberger, 1998). O cálculo da porosidade da fácies arenito empregado nesta dissertação considera o perfil de densidade e é dado pela **Equação 6.4** (Rider, 2002):

$$\phi_{RHOB} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{6.4}$$

 ρ_{ma} = Densidade da Matriz = 2,65 g/cm³ (arenito) ρ_{b} = Densidade registrada pelo perfil RHOB (g/cm³) ρ_{f} = Densidade do Fluido = 1,06 g/cm³ (**Tabela 6.1**)

Em seu trabalho, Brock (1986) sugere a utilização de uma correção empírica (**Equação 6.5**) para as fácies que armazenam óleo com o intuito de minimizar o efeito dos hidrocarbonetos sobre a densidade e evitar a superestimação da porosidade. Neste estudo, esta correção não foi empregada nos cálculos da porosidade, visto que não foi verificada uma superestimação dos valores. Ou seja, os resultados obtidos encontram-se dentro do intervalo esperado para o Campo de Namorado.

$$\phi_e = \phi_{RHOB} * 0.9 \tag{6.5}$$

Onde: ϕ_e = Porosidade efetiva

A fácies arenito argiloso também representa a fácies reservatório, porém, devido à presença de argila em sua estrutura, recorre-se a uma expressão que considera o volume de argila, calculado pela **Equação 6.2**, como fator de correção. Desta forma, a porosidade efetiva para reservatórios argilosos calculada a partir do perfil densidade é dada pela **Equação 6.6** encontrada em Brock (1986) e Halliburton (2001):

$$\phi_{e,sh} = \left[\left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) - V_{sh} \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \right]$$
(6.6)

Onde: $Ø_{e,sh}$ = Porosidade efetiva do perfil densidade corrigida para reservatórios argilosos

 ρ_{sh} = Densidade do perfil RHOB da fácies folhelho com GR máximo

De posse dos valores de porosidade efetiva calculados para as fácies arenito e arenito argiloso foi possível analisar o comportamento desta propriedade petrofísica em cada fácies, bem como determinar o seu valor recorrente a partir dos histogramas mostrados na **Figura 6.8**.

A porosidade efetiva média da fácies arenito é de 24,3%, sendo que a maior parte das amostras (cerca de 67% das observações) apresentam valores de porosidade entre 20 e 30%. Porosidades inferiores a 20% também são encontradas em 24,7% das observações,

enquanto as porosidades acima de 35% são mais raras ocorrendo em apenas 7,8% das amostras.

Já a porosidade efetiva média da fácies arenito argiloso corresponde a 19,5%, sendo que 42,4% das observações apresentam porosidade entre 0 e 20% e a porosidade de 49,8% das observações concentram-se no intervalo entre 20 e 30%. Porosidades acima de 30% foram verificadas em apenas 7,8% das observações.



Figura 6.8: Histogramas das porosidades efetivas das fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso.

6.8. Cálculo da Saturação de Água (S_w) e Definição do Contato Óleo-Água

A determinação das condições de saturação do reservatório também configura um papel importante no estudo do potencial petrolífero de uma dada formação. A saturação é um parâmetro petrofísico que indica a relação entre o volume que cada fluido (água, óleo e gás) ocupa no volume poroso total da rocha. A definição da quantidade dos diferentes fluidos determina o valor econômico do reservatório. Dentre os fluidos, a saturação de água é aquela obtida pelos perfis geofísicos, sendo que a partir da sua determinação é possível estimar a quantidade de hidrocarbonetos existente.

A quantificação da saturação da água para formações limpas (no caso, a fácies arenito) é uma medida que depende tanto da porosidade quanto da resistividade das rochas, sendo expressa pela relação de Archie (**Equação 6.7**). Os valores referentes ao fator de

tortuosidade e expoente de cimentação adotados neste trabalho seguem a proposta de Humble para arenitos com porosidade acima de 16% (Halliburton, 2001).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi_e^m} \times \frac{R_w}{R_t}}$$
(6.7)

Onde: $S_w = Saturação de água (\%)$

n = Expoente de saturação (normalmente n=2)

a = Fator de tortuosidade = 0,62

m = Expoente de cimentação = 2,15 para arenitos limpos

 R_w = Resistividade da água da formação = 0,012 para o Campo de Namorado

R_t = Resistividade da formação obtida pelo perfil ILD

Como ocorreu no cálculo da porosidade efetiva, a quantificação da saturação de água para a fácies arenito argiloso também requer o uso de uma expressão que considere o volume de argila como fator de correção. Desta forma, a saturação de água para reservatórios argilosos foi calculada a partir da **Equação 6.8**, sugerida por Fertl & Hammack em 1971 (Hilchie, 1982; Brock, 1986). Os valores referentes ao fator de tortuosidade e expoente de cimentação adotados neste cálculo seguem a proposta de Carothers (1968 *in* Asquith & Gibson, 1982) para arenitos argilosos.

$$S_{w} = \sqrt[n]{\frac{a R_{w}}{\phi_{e,sh}^{m} R_{t}}} - \frac{V_{sh}R_{w}}{0.4R_{sh}\phi_{e,sh}}$$
(6.8)

Onde: $S_w = Saturação de água (\%)$

n = Expoente de saturação (normalmente n=2)

a = Fator de tortuosidade = 1,65 para arenitos argilosos

m = Expoente de cimentação = 1,33 para arenitos argilosos

 R_w = Resistividade da água da formação = 0,012 para o Campo de Namorado

R_t = Resistividade da formação obtida pelo perfil ILD

R_{sh} = Resistividade do folhelho com GR máximo

Assim, de posse dos valores de saturação de água calculados para as fácies arenito e arenito argiloso gerou-se os histogramas da **Figura 6.9** com o intuito de mostrar como esta propriedade petrofísica está distribuída em cada fácies.



Figura 6.9: Histogramas da saturação de água das fácies (A) arenito e (B) arenito argiloso.

Considerando a divisão do reservatório em Bloco Alto e Bloco Baixo e sabendo que a porção basal do reservatório encontra-se preenchida por água, estabeleceu-se o contato óleo-água do Campo de Namorado em duas cotas altimétricas distintas. Para a definição deste contato levou-se em consideração apenas os intervalos classificados como arenitos limpos.

Para cada bloco, os valores de saturação de água calculados para a fácies arenito foram correlacionados com os valores de profundidade a fim de se obter a cota altimétrica que corresponde ao contato óleo-água do campo. O critério utilizado para a definição deste contato baseia-se na identificação do primeiro intervalo altimétrico no qual a saturação de água atinge ou se aproxima de 100% (**Figura 6.10**).

Assim, a partir dos gráficos de correlação da **Figura 6.10**, o contato óleo-água do Bloco Alto foi definido na cota -3096m enquanto o contato óleo-água do Bloco Baixo foi estabelecido na cota -3160m (**Figura 6.11**). Estes valores corroboram com aqueles encontrados na literatura: -3100m para o Bloco Alto e, aproximadamente, -3200m para o Bloco Baixo (Meneses & Adams, 1990; Johann, 1997; Bueno *et al.*, 2011).



Figura 6.10: Gráficos de correlação da saturação de água em relação à profundidade mostrando o contato óleo-água dos blocos (A) alto e (B) baixo.



Figura 6.11: Cota altimétrica do contato óleo-água dos blocos alto e baixo.

CAPÍTULO 7 – MODELAGEM GEOLÓGICA DO CAMPO DE NAMORADO

7.1. ASPECTOS GERAIS

A definição do modelo geológico do campo representa uma das mais importantes fases no desenvolvimento do reservatório, visto que é a partir da descrição tridimensional das suas heterogeneidades, seja em termos da geometria ou das propriedades petrofísicas, que se torna possível determinar qual será o desempenho de produção do reservatório.

Segundo Cosentino (2001), o estudo geológico é freqüentemente realizado fazendo uso apenas de informações estáticas como dados de perfis de poços, sísmica e testemunhos, enquanto as informações dinâmicas são utilizadas apenas para checar a consistência do modelo e a sua capacidade de reproduzir a performance observada do reservatório.

A modelagem tridimensional do reservatório consiste em determinar quantitativamente as propriedades do reservatório através do reconhecimento da informação geológica e das incertezas na variabilidade espacial (Lake & Carroll, 1986). Trata-se, portanto, de uma representação consistente de todos os dados e informações disponíveis do reservatório, que servirá como base para a tomada de decisões durante o gerenciamento do campo e para eventuais simulações de fluxo.

Assim, a caracterização e quantificação de um campo petrolífero a partir da geração de um modelo geológico conceitual baseiam-se na definição e integração dos modelos estratigráfico, estrutural, litológico e petrofísico, bem como na análise das heterogeneidades do reservatório a partir de modelos estocásticos que permitem inferir a incerteza associada à modelagem.

O modelo geológico do Campo de Namorado foi desenvolvido com o intuito de honrar os dados de entrada de forma que o modelo gerado esteja em conformidade com modelo teórico, ou seja, que o modelo seja capaz de caracterizar de uma maneira mais precisa as heterogeneidades do reservatório e que a quantificação do volume de óleo esteja condizente com o volume originalmente estimado para o campo.

Nesta etapa, todos os dados disponíveis do campo foram tratados e modelados com o auxílio do *software* RMS[®] que possibilita, a partir da integração de dados e metodologias, a interpretação e descrição de todos os aspectos inerentes ao campo, a fim de se obter cenários equiprováveis da estimativa do volume de óleo nas fácies reservatório. O *workflow* adotado para o desenvolvimento desta etapa encontra-se na **Figura 7.1**.



Figura 7.1: *Workflow* utilizado para a geração do modelo geológico e análise de incerteza do Campo de Namorado

7.2. Disposição dos Poços no Limite Geográfico do Campo de Namorado

Para a realização deste trabalho foram utilizados os registros dos perfis geofísicos de 54 poços do Campo de Namorado, dos quais 14 são poços verticais e 40 são poços direcionais. Estes poços encontram-se distribuídos por toda a área do campo, sendo que os poços NA06D, NA11A, NA21B, NA22, NA27D, NA33D, NA35D e RJS234 encontram-se no Bloco Baixo enquanto os demais estão no Bloco Alto (**Figura 7.2**).



Figura 7.2: Mapa de localização dos 54 poços na área de estudo em cada bloco.

7.3. ESTRUTURA ESTRATIGRÁFICA E CICLOS DEPOSICIONAIS

De acordo com Cosentino (2001), o arcabouço estratigráfico de um reservatório refere-se à correlação de todos os poços no intuito de definir as superfícies que limitam as principais unidades do reservatório. Desta forma, a estrutura estratigráfica pode ser descrita como o zoneamento do reservatório incluindo as superfícies limítrofes (topo e base) e as zonas entre elas (seqüências de horizontes 1, 2 e 3).

Os dados pontuais do topo e da base do Campo de Namorado utilizados neste estudo são provenientes da interpretação sísmica realizada pelo grupo da Unicamp e por isso foram inseridos no arcabouço estratigráfico como horizontes interpretados, ou seja, horizontes que possuem dados suficientes para descrever a superfície (**Figura 7.3**). Estes dados de topo e base encontram-se em profundidade e servirão como dados de entrada para a elaboração posterior dos horizontes de topo e base.



Figura 7.3: Horizontes de topo e base do Campo de Namorado.

O princípio empregado na determinação dos horizontes baseia-se na identificação de uma ou várias superfícies cronoestratigráficas, comuns a todos os poços, que possam ser utilizadas como marcadores isócronos que auxiliarão na correlação entre as seqüências.

A partir da interpretação dos perfis geofísicos de poços identificou-se de dois a três ciclos deposicionais entre os limites de topo e base (**Figura 7.4**). Esta constatação foi realizada observando o comportamento do perfil de GR e das informações de fácies, a partir dos quais verifica-se que os altos registros de GR correspondem às associações de fácies pelíticas que encontram-se no topo de cada ciclo. De acordo com Souza Jr. (1997), cada ciclo deposicional é definido por arenitos na base e pelitos no topo, o que pode ser observado na **Figura 7.4**.

Assim, os poços que encontram-se na porção central do campo normalmente apresentam três ciclos deposicionais enquanto aqueles que se encontram perto das bordas chegam a apresentar apenas dois ciclos. Isto se deve, provavelmente, ao afinamento das camadas areníticas nas bordas do campo, o que dificulta a definição dos ciclos. Segundo Bacoccoli *et al.* (1985), o Arenito Namorado atinge espessuras superiores a 100m dentro do campo, mas acunha rapidamente para norte, sul e leste do reservatório, desaparecendo nessas direções.

Analisando os intervalos entre topo e base, verificou-se que os poços encontrados no centro do campo possuem espessuras que variam entre 130 e 200m, ocorrendo depósitos espessos de arenitos, enquanto aqueles localizados nas bordas apresentam espessuras entre 35 e 140m, nos quais os depósitos argilo-margosos tornam-se mais freqüentes. Esta constatação também foi relatada por Souza Jr. (1997).

De acordo com Souza Jr. (1997), o arranjo vertical dos depósitos de Namorado indica o aumento progressivo do nível do mar e a diminuição gradual dos fluxos gravitacionais no decorrer do tempo. Ou seja, a subida relativa do nível do mar associada ao pequeno aporte sedimentar, proporcionará uma transgressão da linha de costa que ocasionará uma retrogradação das fácies sedimentares.



Figura 7.4: Ciclos deposicionais dos poços NA01A e NA23D localizados no centro e na borda do campo, respectivamente.

Souza Jr. (1997) decompôs cada ciclo deposicional em três intervalos estratigráficos que estão associados, respectivamente, aos sistemas de canal (predomínio de arenitos), canal-dique marginal (com alternância de arenitos e pelitos) e de sedimentos hemipelágicos (folhelhos, margas e calcilutitos), conforme mencionado na **seção 3.5**.

Neste contexto, com o intuito de facilitar as modelagens posteriores, optou-se por adotar a definição de sistemas deposicionais proposta por Souza Jr. (1997). Assim, o Sistema de Canal corresponde à fácies arenito, o Sistema Canal-Dique Marginal corresponde à fácies arenito argiloso e o Sistema Hemipelágico corresponde às fácies carbonato e folhelho. A nova distribuição de fácies de acordo com a abordagem de sistemas deposicionais encontra-se no histograma da **Figura 7.5**, sendo que os sistemas de canal e canal-dique marginal correspondem às fácies reservatório e o sistema hemipelágico às fácies não-reservatório.



Figura 7.5: Distribuição de fácies de acordo com os sistemas deposicionais.

7.4. MODELO ESTRUTURAL DO CAMPO DE NAMORADO

De acordo com Cosentino (2001), a elaboração do modelo estrutural de um reservatório consiste em determinar o mapa estrutural do topo da acumulação de hidrocarbonetos e interpretar o modelo de falhas que afeta o reservatório. Ou seja, consiste em definir os limites externos do campo que são responsáveis pelo trapeamento do óleo.

A primeira etapa desta modelagem baseia-se na construção das superfícies geológicas do reservatório, na qual os principais horizontes são modelados por meio de superfícies matemáticas (paramétricas) que interpolam os dados de pontos disponíveis (Cosentino, 2001). Neste trabalho, as superfícies de horizontes sísmicos foram elaboradas a partir da interpolação dos dados pontuais de topo, base e dos marcadores de poços das três seqüências de horizontes traçados com o auxílio da sísmica 3D. Esta interpolação foi realizada através do algoritmo *Local B-spline*.

As cinco superfícies foram mapeadas como superfícies de profundidade (*Depth Surface*), de forma que cada uma delas tenha a superfície precedente como referência para evitar que ocorra sobreposições e/ou intersecções entre elas. Assim, conforme pode ser visto na **Figura 7.6**, o mapa estrutural do topo do Campo de Namorado mostra a forma dômica alongada do reservatório (Souza Jr., 1997), mencionada na **seção 3.5**, com direção NW-SE.



Figura 7.6: Mapa estrutural do topo do reservatório de Namorado.

A segunda etapa da modelagem estrutural consiste em definir as principais estruturas geológicas que limitam o reservatório, bem como o modelo 3D que integra as zonas e falhas inerentes ao campo.

De acordo com Cosentino (2001), a definição das falhas regionais é um dos principais interesses na modelagem estrutural do reservatório, visto que estas falhas além de compartimentarem o reservatório em blocos, também influenciam na dinâmica dos fluidos. Segundo este autor, os planos de falhas são explicitamente modelados como superfícies complexas, determinando todo o arcabouço geométrico do reservatório.

Os dados de entrada utilizados para a modelagem das superfícies de falhas consistem de dados pontuais de dez estruturas geológicas provenientes da interpretação sísmica realizada pelo grupo da Unicamp. Destas estruturas, quatro situam-se na parte interna do campo e seis encontram-se bordejando o seu limite geográfico.

Como mencionado na **seção 3.5**, o Campo de Namorado é limitado por oito falhas normais e duas estruturas de afinamento litoestratigráfico (*pinch out*) localizadas a norte e a sul, sendo que a falha interna F3 divide o campo em Bloco Alto e Bloco Baixo.

Assim, a modelagem de superfície de falhas foi realizada levando em consideração que todas as estruturas do campo comportam-se como falhas normais. Os dados pontuais de entrada foram tratados para fornecer a forma geral da superfície.

Após a modelagem das superfícies de falhas realiza-se o truncamento das falhas com o intuito de evitar a criação de novos compartimentos decorrentes da extrapolação do comprimento das falhas. O modelo das superfícies de falhas gerado nesta etapa encontra-se na **Figura 7.7** com destaque para as principais estruturas.



Figura 7.7: (A) Superfícies de falhas; (B) Falha F3 dividindo o campo em dois blocos.

Para obter o modelo 3D dos horizontes, o primeiro passo é definir a sequência estratigráfica a ser seguida. O modelo estratigráfico empregado neste trabalho consiste de cinco horizontes interpretados: topo, sequência 3, sequência 2, sequência 1 e base.

A etapa seguinte para a geração do modelo de horizontes foi condicioná-lo às estruturas geológicas do campo (falhas e *pinch out*). Neste trabalho, optou-se em utilizar apenas as quatro falhas internas (F1, F2, F3 e F4) visto que as demais falhas que bordejam o campo causam problemas de truncamento, criando muitos blocos de falhas que prejudicam as modelagens posteriores. As falhas de borda foram definidas de acordo com o polígono do campo. O resultado final encontra-se na **Figura 7.8**, na qual verifica-se que as falhas internas cortam todos os horizontes modelados.



Figura 7.8: Modelo de Horizontes 3D gerado.

7.5. DEFINIÇÃO DA MALHA 3D

A geração do *grid* 3D tem como intuito dividir o modelo em pequenas células nas quais os dados de fácies, porosidade e saturação regularizados para a malha do *grid* foram posteriormente modelados de modo que cada célula do *grid* tivesse somente um valor para cada propriedade. Para a geração da malha utilizou-se o modelo estrutural (**Figura 7.8**) e definiu-se o *grid* como uma malha regular.

As falhas internas (F1, F2, F3 e F4), provenientes do modelo de falhas, foram definidas como sendo vertical. Já os limites entre os horizontes e zonas modelados na seção anterior foram condicionados de forma a honrar os contatos modelados entre eles, evitando, assim, truncamentos indesejados.

A etapa seguinte teve como base a discretização dos dados disponíveis de forma que eles fiquem referenciados a um único *Datum*. De acordo com Friedrich (2003), o estudo de camadas referenciadas a um nível estratigráfico reproduz de forma mais coerente as características do pacote sedimentar à época de deposição, permitindo uma melhor correlação entre os dados dos poços amostrados. Este procedimento faz com que os dados sejam tomados como horizontais, o que facilita o estudo variográfico e a modelagem estocástica (Kronbauer, 2003).

Assim, levando em consideração o marco radioativo identificado em todos os poços através do perfil de raios gama, os dados foram condicionados ao topo do reservatório, considerado a base do folhelho capeador.

A malha tridimensional (**Figura 7.9**) a ser utilizada nas modelagens subseqüentes foi definida dentro do polígono do Campo de Namorado. Ela é composta por 163 x 117 x 153 células (coluna x linha x camada), cada qual possuindo 50 x 50 x 1 metros, totalizando 2936934 células distribuídas em quatro zonas e cinco blocos de falhas (**Figura 7.10**). A malha tem como origem as coordenadas 350860,7m na direção *x*, 7513814,2m na direção *y* e -2877,3m (topo) na direção *z*.



Figura 7.9: Malha geológica 3D destacando as falhas internas inerentes ao campo.



Figura 7.10: Divisão do Campo de Namorado em cinco blocos de falhas.

7.5.1. REGULARIZAÇÃO DOS DADOS DE POÇOS

Considerando que os dados de perfis de poços utilizados neste trabalho foram amostrados a cada 20cm, faz-se necessário a realização de uma mudança de suporte dos dados visto que cada célula do *grid* possui uma espessura de 1m, o que faz com que cada célula apresente múltiplos valores.

Segundo Normando (2005), esta mudança de suporte proporciona uma diminuição do número de dados, sem que haja prejuízo significativo na representatividade e variabilidade dos mesmos. Embora a variabilidade seja atenuada pela mudança de suporte, os dados regularizados mantêm as características dos dados originais.

A regularização dos dados consiste em transferir os dados originais de poços para a dimensão do *grid* a fim de gerar um valor médio para os dados de poços em cada célula do *grid*. No RMS[®], este processo é chamado de *Blocked Wells* e é esquematizado conforme mostra a **Figura 7.11**.



Figura 7.11: Representação esquemática do processo de regularização dos dados de poços (modificado de Roxar, 2009).

O processo de regularização dos dados de poços é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, todas as células do *grid* intersectadas pela trajetória do poço são identificadas com o intuito de criar uma versão desta trajetória baseada nas células do *grid*, uma vez que a geometria do poço regularizado depende do *grid* 3D e da trajetória original do poço (Roxar, 2009). Na etapa seguinte, cada célula do *grid* é tratada individualmente a fim de se atribuir um valor regularizado, ou seja, cada célula é assinalada com valores baseados nas informações dos perfis obtidos a partir de uma média dos valores originais que atravessam determinada célula (Roxar, 2009).

A regularização dos dados de poços para a malha do *grid* foi empregada para as informações dos perfis referentes às fácies (dado discreto), porosidade efetiva e saturação de água (dados contínuos).

Para verificar se os dados regularizados estão condizentes com os dados originais, gerou-se um histograma da proporção das fácies (**Figura 7.12**) e o comparou com o histograma dos dados originais (**Figura 6.3**). Neste contexto, observa-se que as fácies regularizadas mantém a mesma proporção que as fácies originais, mesmo com a redução do número de observações (de 30546 para 4908), o que mostra que a regularização foi satisfatória.

Uma outra maneira de verificar se os dados regularizados preservaram a distribuição dos dados originais encontra-se na **Figura 7.13**, que correlaciona as informações dos perfis originais com aquelas provenientes dos perfis regularizados para cada célula.

Com relação às propriedades porosidade efetiva e saturação de água, observa-se através dos histogramas da **Figura 7.14** que os valores regularizados também estão condizentes com os dados originais (**Figura 7.15**).

Os dados regularizados das propriedades porosidade efetiva e saturação de água também podem ser validados pela **Figura 7.16**. Nesta figura verifica-se que os intervalos que correspondem às rochas reservatório apresentam porosidades altas (acima de 20%) e saturação de água baixa (abaixo de 10%), enquanto os intervalos que correspondem às rochas não-reservatório apresentam porosidades baixas e altas saturações de água.



Figura 7.12: (**A**) Proporção das fácies regularizadas de acordo com a malha 3D e (**B**) proporção das fácies dos dados originais, conforme mostrado na **Figura 6.3**.



Figura 7.13: Correlação entre as informações dos perfis originais e aquelas provenientes dos perfis regularizados para as fácies.



Figura 7.14: Proporção regularizada da propriedade porosidade efetiva para as fácies (**A**) arenito e (**B**) arenito argiloso; e proporção regularizada da propriedade saturação de água para as fácies (**C**) arenito e (**D**) arenito argiloso.



Figura 7.15: Proporção original da propriedade porosidade efetiva para as fácies (**A**) arenito e (**B**) arenito argiloso; e proporção original da propriedade saturação de água para as fácies (**C**) arenito e (**D**) arenito argiloso.



Figura 7.16: Dados regularizados das propriedades porosidade efetiva e saturação de água validados pelo perfil de fácies.

7.6. MODELAGEM DE FÁCIES

A modelagem litológica do reservatório consiste no preenchimento do arcabouço do reservatório com os dados que descrevem as características litológicas das rochas e suas variabilidades espaciais (Cosentino, 2001). O modelo litológico detalhado do reservatório representa uma poderosa ferramenta para guiar a distribuição das propriedades petrofísicas, uma vez que as fácies e as características petrofísicas estão intimamente relacionadas.

No entanto, a importância da modelagem de fácies não reside só no fato dela guiar a distribuição das propriedades petrofísicas. Esta modelagem também viabiliza as análises de incerteza e os estudos de sensibilidade. Na análise de incerteza, avalia-se como os diversos cenários de distribuição de fácies podem afetar um determinado parâmetro, no caso, o volume de óleo do reservatório. Já os estudos de sensibilidade avaliam o impacto que uma alteração no dado de entrada pode causar no modelo gerado.

Na maioria dos casos, o modelo litológico de um reservatório é gerado integrando três observações: (1) a *representação conceitual*, ou seja, o modelo sedimentológico que se deseja representar; (2) a *fase de classificação*, que consiste na definição das fácies que serão modeladas; e (3) a *abordagem probabilística*, isto é, o modelo estocástico que será utilizado no desenvolvimento da distribuição litológica (Cosentino, 2001; Sancevero, 2007).

Neste trabalho, o método estocástico escolhido para realizar a modelagem litológica foi o modelo de fácies baseado em *pixel*. Neste tipo de modelagem, os parâmetros geológicos não possuem formas nem tamanhos pré-definidos, no entanto são empregados quando se utiliza técnicas geoestatísticas probabilísticas (funções de distribuição), como gráficos de tendência e análise variográfica, para especificar o valor de cada célula na malha. A escolha deste método deve-se ao fato dele ser bastante eficiente na modelagem de reservatórios que possuem grande quantidade de poços amostrados.

Segundo Cosentino (2001), nos modelos estocásticos, a distribuição espacial das unidades geológicas dentro do reservatório é sintetizada através das funções de distribuição das fácies (como curvas de proporção vertical e variogramas). Estas funções definem tanto a média vertical e as extensões laterais das fácies, quanto as interrelações entre elas, e são elaboradas utilizando os dados de poços como condicionantes.

7.6.1. CURVA DE PROPORÇÃO VERTICAL (CPV)

A distribuição das fácies em um reservatório é descrita por funções de correlação espacial como as curvas de proporção vertical (CPV) que fornecem uma visão geral da

distribuição vertical das fácies no intervalo estratigráfico estudado. De acordo com Souza Jr. (1997), as curvas de proporção vertical representam a superposição vertical das proporções de fácies, calculadas a partir de um conjunto de poços, e definidas em um modelo geométrico de correlação em relação a um nível de referência.

Assim, uma curva de proporção de fácies corresponde à proporção de uma determinada fácies em função da profundidade. Como as CPV's são construídas para cada nível estratigráfico, elas mostram a variabilidade das proporções em diferentes profundidades. Segundo Friedrich (2003), as CPV's auxiliam na interpretação geológica visto que permitem visualizar o seqüenciamento vertical dos estratos, fornecem subsídios para a subdivisão do reservatório em zonas e subzonas e auxiliam no posicionamento de marcos estratigráficos.

A **Figura 7.17** representa de forma esquemática como são calculadas as curvas de proporção vertical de cinco fácies discretizadas ao longo de cinco poços em um *grid* estratigráfico de malha regular.

Para a elaboração da CPV das fácies do Campo de Namorado foram utilizadas as informações provenientes dos dados de poços regularizados, adotando a classificação em sistemas deposicionais. Além disso, com o intuito de honrar a proporcionalidade entre as células da malha geológica que serão posteriormente preenchidas com as informações faciológicas e a disposição vertical das fácies, a CPV foi calculada utilizando a resolução vertical do *grid*.



Figura 7.17: Representação esquemática de como são calculadas as curvas de proporção vertical (modificado de Souza Jr., 1997).

O resultado da representação gráfica das variações verticais das porcentagens de cada fácies ao longo do intervalo estratigráfico estudado encontra-se na **Figura 7.18**. Esta figura mostra que a evolução vertical das curvas confirma a existência de três ciclos deposicionais que se caracterizam pelo aumento da porcentagem de um litotipo em relação ao outro. Ou seja, cada ciclo apresenta a predominância de arenitos na base e pelitos no topo, evidenciando uma diminuição do volume dos fluxos gravitacionais no decorrer do tempo que resulta em um padrão de empilhamento granodecrescente.

A proporção de fácies obtida a partir das curvas de proporção vertical mostraram-se coerentes com aquelas identificadas na regularização dos dados de poços, conforme pode ser verificado na **Tabela 7.1**.

Tabela 7.1: Comparação entre as proporções de fácies obtidas pelas curvas de proporção vertical (CPV) e pela regularização dos dados de poços (BW).

FÁCIES/SISTEMAS DEPOSICIONAIS	PROPORÇÃO DE FÁCIES - CPV (em %)	PROPORÇÃO DE FÁCIES - BW (em %)
Sistema de Canal	28,1	29,6
Sistema Canal-Dique Marginal	13,7	14,6
Sistema Hemipelágico	58,2	55,8





7.6.2. ESTUDO VARIOGRÁFICO DAS FÁCIES

O variograma é uma ferramenta matemática utilizada para quantificar a correlação espacial (continuidade ou variabilidade) de uma variável geológica. A partir do variograma analisa-se a variabilidade espacial em função da distância em uma determinada direção e desta em relação a outras para inferir uma possível anisotropia no reservatório.

De acordo com Guerra (1988), o principal objetivo de um estudo variográfico consiste em analisar qual variograma teórico (variograma de referência definido por uma função matemática) se ajusta melhor ao variograma experimental (obtido a partir do conjunto de amostras derivadas da amostragem realizada), de tal forma que, a partir deste modelo teórico, possam ser feitas inferências em relação ao variograma verdadeiro (sempre desconhecido).

A estimativa do azimute baseia-se nas informações do *grid* e leva em consideração o ajuste da direção de anisotropia (máxima variabilidade) estimada no reservatório. Segundo Souza Jr. (1997), os ambientes sedimentares que se caracterizam pela presença de canais normalmente apresentam uma anisotropia entre as direções paralela e perpendicular ao eixo do canal. Desta forma, para as fácies areníticas, a direção de 45° (paralela ao eixo do canal) corresponde à maior continuidade dos dados, enquanto que a direção de 135° (perpendicular ao eixo do canal) apresenta menor continuidade.

Neste contexto, o azimute de 135° foi definido como sendo aquele que melhor representa a distribuição das fácies no campo em estudo por coincidir com a direção da calha deposicional.

Considerando que o modelo geológico possui três dimensões, empregou-se um modelo de variograma para cada uma das três direções. O primeiro variograma encontra-se na direção principal paralela ao azimute, o segundo está na direção normal rotacionado 90° do azimute e o terceiro encontra-se na direção vertical perpendicular às direções anteriores.

A última etapa do estudo variográfico consiste em definir o modelo do variograma que será utilizado na modelagem de fácies, ou seja, consiste em ajustar os dados aos parâmetros inferidos através do variograma experimental. No ajuste do modelo de variograma dois parâmetros são definidos: o patamar, que é igual à variância máxima dos dados; e o alcance, que é a distância na qual o patamar é alcançado, ou seja, a distância além da qual dois pontos não tem mais correlação (Kronbauer, 2003).

Considerando que o formato da curva próxima à origem indica a variabilidade das fácies a pequenas distâncias, verificou-se que o modelo esférico foi o que melhor se ajustou aos variogramas experimentais. A **Tabela 7.2** mostra os valores do alcance e do patamar estimados para todas as direções de cada sistema de fácies.

MODELO DE VARIOGRAMA ESFÉRICO				
Fácies	Direção	Patamar	Alcance	
Sistema Canal Sistema Canal-Dique Marginal	Paralelo	0,17341	1245,4	
	Normal	0,17341	859,5	
	Vertical	0,17341	16,267	
	Paralelo	0,10799	2458,2	
	Normal	0,10799	994,7	
	Vertical	0,10799	15,489	
Sistema Hemipelágico	Paralelo	0,23469	1124,3	
	Normal	0,23469	792,38	
	Vertical	0,23469	23,166	

Tabela 7.2: Parâmetros utilizados para a elaboração do modelo de variograma das fácies.

Os modelos de variogramas nas direções paralela (135°), normal (45°) e vertical gerados para o sistema de canal encontram-se na **Figura 7.19**. A direção vertical é a direção mais representativa do reservatório visto que engloba maior quantidade de informações. Os demais modelos, gerados para as três direções dos sistemas canal-dique marginal e hemipelágico, encontram-se no **Apêndice C**.



Figura 7.19: Modelos de variograma nas três direções para o sistema de canal.

7.6.3. MODELAGEM DE FÁCIES PELO MÉTODO DA INDICATRIZ

Como mencionado anteriormente, a modelagem de fácies consiste na distribuição discreta 3D dos parâmetros que representam a descrição faciológica do reservatório dentro do *grid* por meio de técnicas estocásticas. Neste trabalho, optou-se por utilizar a técnica de indicatriz para estimar a distribuição das fácies.

O método da indicatriz tem como algoritmo base a Simulação Seqüencial da Indicatriz (SIS), descrita na **seção 5.3.1**. Neste método, cada célula do *grid* é assimilada a um código de fácies que define o tipo de fácies (no caso, sistema canal, canal-dique marginal ou hemipelágico) presente naquela célula e que está baseado nas probabilidades calculadas a partir dos dados de poços. Ou seja, para cada célula e para cada fácies, o método calcula a probabilidade condicional da fácies estar presente.

De acordo com Roxar (2009), as células do *grid* são simuladas de forma aleatória a partir do cálculo das distribuições de probabilidade e da representação amostral aleatória desta distribuição. Para cada célula, o método procura células vizinhas para a probabilidade de valores conhecidos ou previamente estimados. Estes valores são utilizados para estimar o valor provável das células atuais para cada fácies através da krigagem de indicatriz.

Para realizar a modelagem de fácies pelo método da indicatriz utilizou-se todos os dados de poços como condicionantes. A fração volumétrica empregada para todas as fácies considera a tendência 1D das curvas de proporção vertical, enquanto a quantificação da continuidade espacial de cada fácies é regida pelos modelos de variograma gerados.

O resultado da modelagem de fácies da primeira realização pelo método da indicatriz está representado na **Figura 7.20**. Nesta figura nota-se que o sistema hemipelágico comporta-se como uma fácies de *background* e que não há uma distribuição ordenada das fácies dos sistemas de canal e canal-dique marginal, ou seja, elas encontram-se distribuídas de forma irregular na área do campo sem formas e/ou tamanhos prédefinidos, o que já era esperado. Além disso, verifica-se que a maneira como as fácies encontram-se distribuídas está de acordo com a CPV e os modelos de variograma empregados como condicionantes. Estas características foram constatadas para as outras imagens em diferentes profundidades. Observa-se também que as fácies reservatório apresentam uma continuidade na direção de 135°, que é a direção de deposição do canal turbidítico, e que estas fácies concentram-se na porção central do reservatório.

Além disso, observa-se a partir do histograma da **Figura 7.21** que a modelagem estocástica das fácies pelo método de indicatriz manteve a proporção de fácies obtida na regularização dos dados de poços, de onde infere-se que o método foi capaz de manter as características do reservatório anteriormente definidas.



Figura 7.20: Modelo de fácies da primeira realização gerado pelo método de indicatriz para o Campo de Namorado.



Figura 7.21: Histograma da proporção das fácies gerada pelo método de indicatriz.

7.7. MODELAGEM PETROFÍSICA

De acordo com Cosentino (2001), o modelo petrofísico do reservatório normalmente é definido na fase de interpretação quantitativa dos perfis de poços e pode ser estendido para todo o campo por meio de uma modelagem estocástica. Esta etapa pode ser realizada atribuindo-se valores petrofísicos médios ou através de funções de distribuição de probabilidade para cada fácies dentro do reservatório.

A modelagem petrofísica empregada neste trabalho tem como intuito representar a distribuição da porosidade efetiva (PHIE) e da saturação de água (SW) a partir dos valores determinados nos poços regularizados e em conformidade com a geometria das fácies anteriormente modelada. A modelagem destas propriedades servirá como base para o cálculo do volume de óleo do reservatório e determinação dos cenários equiprováveis inerentes a esta variável.

O processo de modelagem dos parâmetros petrofísicos envolve várias etapas de processamento dos dados que encontram-se esquematizadas na **Figura 7.22**. A primeira etapa consiste na seleção e preparação dos dados de entrada (dados de poços regularizados de PHIE e SW). A análise de cada variável petrofísica permite identificar tendências e/ou padrões de distribuição destas variáveis que podem ser correlacionados aos aspectos geológicos e à variabilidade espacial dos dados.

A partir da identificação das tendências geológicas e variabilidades existentes em cada variável, define-se a seqüencia de transformações dos parâmetros petrofísicos para que seus valores apresentem uma distribuição normal (Gaussiana). Sobre os dados de poços transformados aplica-se o modelo de variograma gerado para as propriedades PHIE e SW com o intuito de quantificar a variância espacial das variáveis transformadas.

Os dados de PHIE e SW transformados são simulados tomando como base a distribuição faciológica do reservatório previamente modelada. Por fim, aplica-se uma transformação inversa para que os dados petrofísicos retornem ao seu valor original para que modelo petrofísico seja gerado.


Figura 7.22: Esquema do processo de modelagem dos parâmetros petrofísicos (modificado de Roxar, 2009).

Assim, esta etapa do trabalho compreende basicamente três enfoques que serão discutidos nas próximas seções, a saber: (1) transformação das propriedades petrofísicas; (2) análise do comportamento das propriedades petrofísicas transformadas por meio de variogramas; e (3) modelagem das propriedades petrofísicas pelo método de simulação gaussiana para o modelo de fácies gerado.

7.7.1. TRANSFORMAÇÃO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

A primeira etapa requerida para realizar a modelagem petrofísica consiste em definir as tendências geológicas e variabilidades que foram identificadas no dado de entrada e/ou inferidas como existentes no reservatório a fim de se aplicar transformações geológicas e estatísticas para que estas tendências apresentem uma distribuição gaussiana.

A distribuição dos dados de poços regularizados para os dados contínuos apresenta duas componentes. A componente de tendência representa a variabilidade geológica do parâmetro petrofísico e deve ser determinada de forma consistente no intuito de assegurar que a tendência observada nos poços ou geologicamente inferida seja aplicada durante a simulação às regiões não amostradas.

A componente residual (ruído), por sua vez, não pode ser explicada por feições geológicas. Ela se aproxima de uma distribuição Gaussiana (normal), sendo analisada pelo método de variáveis aleatórias normalmente distribuídas.

Enquanto a componente de tendência é modelada a partir de uma seqüência de transformações que consiste normalmente de uma média (constante ou móvel) e de uma ou mais tendências espaciais, a componente residual é modelada como um campo Gaussiano 3D (distribuição normal) totalmente especificado por uma média zero e um modelo de variograma que quantifica a continuidade ou variabilidade espacial da variável geológica (Roxar, 2009).

Neste trabalho foram aplicados quatro tipos de transformações aos parâmetros PHIE e SW (**Figura 7.23**) na ordem que se segue: (1) truncamento de dados e realizações; (2) média; (3) tendência geológica; e (4) redução de assimetria para valor normal.

O truncamento dos dados e realizações tem como meta remover os valores anômalos (*outliers*) presentes nos dados de entrada antes da modelagem e substituir os valores extremos gerados pela simulação estocástica após a modelagem de forma que os valores que se encontram fora do intervalo especificado sejam colocados no limite do truncamento. O truncamento foi aplicado no limite inferior (*low end cut-off*).

A transformação da média tem como objetivo especificar o valor médio do parâmetro e é usada para transformar o dado residual em uma média zero. Em uma equação de regressão linear, a média representa o termo constante. Para a tendência geológica aplicou-se a transformação de tendência compactacional que prioriza os dados originais por ser representada em TVD (*true vertical depth*).

Por fim, na redução de assimetria para valor normal assume-se que os dados são distribuídos de acordo com a função de distribuição de probabilidade (pdf), calculada diretamente a partir dos dados ou obtida por uma função definida pelo usuário. Os dados transformados terão uma distribuição normal (Gaussiana).



Figura 7.23: Seqüência de transformações dos dados.

Na tendência compactacional, a variável "*slope*" indica a taxa de mudança com a profundidade (TVD), ou seja, *slopes* negativos indicam que os valores diminuem com o aumento da profundidade. Neste contexto, verifica-se que os valores de PHIE diminuem com o aumento da profundidade, enquanto os valores de SW aumentam. Já a constante "*datum*" refere-se ao TVD do topo do reservatório.

A **Tabela 7.3** mostra a seqüência de transformações adotadas e seus respectivos valores para as propriedades PHIE e SW. A seqüência de transformações das propriedades petrofísicas foi aplicada ao modelo de fácies e apenas aos sistemas de canal e canal-dique marginal, visto que não foram gerados valores de PHIE e SW para as fácies do sistema hemipelágico nas **seções 6.7** e **6.8**. Na redução de assimetria, os valores inicial e final referem-se ao intervalo no qual a transformação dos dados foi aplicada, tendo os valores mínimo e máximo dos dados originais como base.

SEQÜÊNCIA DE TRANSFORMAÇÕES								
Fácies	Tipo	PHIE	SW					
	Truncamento dos dados e realizações	Mín. = 0	Mín. = 0					
	Média	0,261276	0,0401945					
Sistema Canal	Compactacional	<i>Slope</i> = -0,00009 Datum = 2877,27	<i>Slope</i> = 0,00144976 Datum = 2877,27					
	Redução de Assimetria	-0,152124 (inicial) 0,217574 (final)	-0,463458 (inicial) 2,59927 (final)					
	Truncamento dos dados e realizações	Mín. = 0	Mín. = 0					
Sistama Canal Diqua	Média	0,250373	0,108289					
Marginal	Compactacional	<i>Slope</i> = -0,00025 Datum = 2877,27	<i>Slope</i> = 0,0018612 Datum = 2877,27					
	Redução de Assimetria	-0,2137 (inicial) 0,142545 (final)	-0,551468 (inicial) 4,18506 (final)					

Tabela 7.3: Sequência de transformações aplicadas às variáveis PHIE e SW para os sistemas de canal e canal-dique marginal.

7.7.2. ESTUDO VARIOGRÁFICO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

A exemplo do que foi realizado na **seção 7.6.2**, o estudo variográfico das propriedades petrofísicas do Campo de Namorado também foi realizado a partir de três enfoques: estimativa do azimute, definição do variograma experimental e modelagem do variograma.

Conforme discutido anteriormente, o azimute de 135° também será utilizado para a análise variográfica das propriedades porosidade efetiva e saturação de água visto que estes parâmetros são regidos pela distribuição das fácies no campo em estudo. A definição do variograma experimental segue a mesma premissa de estimar os parâmetros variográficos necessários para gerar o modelo de variograma e também foram gerados nas direções paralela, normal e vertical ao azimute.

Por fim, o modelo do variograma utilizado na modelagem petrofísica foi ajustado a partir dos dados inferidos através do variograma experimental. A modelagem do variograma das propriedades petrofísicas também foi realizada a partir do modelo esférico, visto que foi o que melhor se ajustou aos dados. A **Tabela 7.4** mostra os valores do alcance e do patamar estimados para todas as direções de cada propriedade.

MODELO DE VARIOGRAMA ESFÉRICO							
Propriedade	Direção	Patamar	Alcance				
	Paralelo	0,98635	1634,3				
Porosidade Efetiva	Normal	0,98635	740,17				
	Vertical	0,98635	19,824				
	Paralelo	0,95276	1458,2				
Saturação de Água	Normal	0,95276	652,29				
	Vertical	0,95276	42,017				

Tabela 7.4: Parâmetros utilizados para a elaboração do modelo de variograma de PHIE e SW.

Os modelos de variogramas nas direções paralela, normal e vertical gerados para as propriedades porosidade efetiva e saturação de água, encontram-se no **Apêndice D**. Estes variogramas foram aplicados apenas às fácies dos sistemas canal e canal-dique marginal, visto que não foram gerados valores de PHIE e SW para as fácies do sistema hemipelágico.

7.7.3. MODELAGEM GAUSSIANA DE PHIE E SW

A modelagem petrofísica da porosidade efetiva e da saturação de água consiste, basicamente, na extrapolação destas propriedades ao longo da malha geológica, levando em consideração a distribuição das fácies modeladas, através da aplicação de métodos estocásticos. A ferramenta aplicada na modelagem petrofísica utiliza como algoritmo base a Simulação Gaussiana Seqüencial (SGS), descrita na **seção 5.3.2**.

O resultado da primeira realização da modelagem petrofísica de PHIE e SW mostrou que durante a simulação alguns valores de PHIE e SW das fácies reservatório foram atribuídos às fácies não-reservatório. Os modelos petrofísicos gerados devem ser corrigidos para que possam ser posteriormente utilizados no cálculo do volume de óleo. Esta correção tem como intuito especificar quais são as fácies do reservatório que possuem potencial para armazenar óleo.

Conforme mencionado na **seção 7.3**, o sistema hemipelágico corresponde às fácies não-reservatório (carbonato e folhelho) que não possuem óleo em seu arcabouço. Embora não tenha sido calculado na **seção 6.7** o valor de PHIE para as fácies carbonato e folhelho, este valor foi inferido durante a modelagem petrofísica pelo processo de simulação Gaussiana, o que gera distribuições incorretas de PHIE que interferirão no cálculo do volume de óleo do reservatório.

Neste contexto, é necessário estabelecer uma relação que impossibilite que as feições classificadas como não-reservatório apresentem valores de PHIE, ou seja, as células

do *grid* que correspondem ao sistema hemipelágico devem apresentar valores de porosidade nulos. Dessa forma, a correção da porosidade efetiva é dada pela função lógica:

SE o modelo de fácies for = sistema hemipelágico ENTÃO PHIE_{Final} = 0, caso contrário PHIE_{Final} = modelo dos demais sistemas de fácies

No caso da saturação de água, a correção tem como intuito excluir as células que apresentam valores anômalos de SW, ou seja, aqueles que estão acima de 100% e são decorrentes dos dados regularizados e do processo de simulação. Desta forma, é necessário definir uma relação que contabilize os valores de SW compreendidos entre 0 e 100% e que considere que os valores anômalos sejam iguais a 100%. Com isso, a correção da saturação de água é dada pela função lógica:

SE a saturação de água for > 1 ENTÃO $SW_{Final} = 1$, caso contrário SW_{Final} = valor calculado de SW entre 0 e 100%

Os modelos petrofísicos da primeira realização gerados para as propriedades porosidade efetiva e saturação de água e que foram corrigidos pelas relações acima encontram-se na Figura 7.24.

Nesta figura, verifica-se que há uma correspondência entre os modelos de fácies e os petrofísicos, ou seja, as feições classificadas como sistema canal e sistema canal-dique marginal apresentam alta porosidade efetiva e baixa saturação de água, enquanto que as feições classificadas como sistema hemipelágico possuem baixa porosidade efetiva. No modelo de SW verifica-se que os valores correspondentes a 1 (SW = 100%) referem-se às fácies do sistema hemipelágico que apresentam porosidade nula.

A distribuição da porosidade efetiva para os três sistemas de fácies encontra-se na **Figura 7.25**. Nesta figura nota-se que o sistema hemipelágico apresenta distribuição nula de PHIE e que as distribuições dos demais sistemas mantiveram-se condizentes àquelas identificadas na regularização dos dados de poços.

Já a distribuição da saturação de água para os três sistemas de fácies encontra-se na **Figura 7.26**. Nesta figura observa-se que o sistema hemipelágico encontra-se totalmente saturado em água, o que já era esperado por se tratar de uma fácies não-reservatório. Embora as saturações de água das fácies que representam este sistema não terem sido calculadas na **seção 6.8**, o processo de simulação infere estes valores. Quanto às distribuições de SW dos demais sistemas, verifica-se que os valores mostraram-se coerentes com aqueles obtidos na regularização dos dados de poços.



Figura 7.24: (A) Modelo da propriedade porosidade efetiva final (corrigida) da realização 1 (B) Modelo da propriedade saturação de água final (corrigida) da realização 1.



Figura 7.25: Histogramas da propriedade PHIE final. (A) representação dos três sistemas de fácies; (B) sistema de canal; (C) sistema de canal-dique marginal; e (D) sistema hemipelágico.



Figura 7.26: Histogramas da propriedade SW final. (A) representação dos três sistemas de fácies; (B) sistema de canal; (C) sistema de canal-dique marginal; e (D) sistema hemipelágico.

7.8. CÁLCULO DA RAZÃO NET TO GROSS (NTG)

De acordo com Cosentino (2001), a razão *net to gross* representa a porção do reservatório que contribui para a produção de óleo, ou seja, é a fração entre as fácies reservatório (com óleo) e a espessura total do reservatório. Esta razão é computada através da definição de um valor de corte inferido de forma empírica.

O valor de corte é aplicado a uma determinada propriedade do reservatório no intuito de dividi-lo em porções que apresentam ou não potencial de produzir óleo. A definição do parâmetro e do seu respectivo valor de corte que serão empregados para calcular a razão *net to gross* do reservatório configura uma etapa fundamental para a estimativa do volume de óleo.

No estudo em questão, a porosidade efetiva foi o critério utilizado para estabelecer a razão *net to gross* do reservatório. Com base na análise da distribuição dos valores de PHIE da fácies arenito obtidos na regularização dos dados de poços, definiu-se o valor de corte de PHIE como sendo 15%, visto que as porosidades mínimas encontradas para esta fácies, considerada a fácies reservatório com maior potencial de armazenar óleo, estão próximas a este valor.

Neste contexto, é necessário definir uma relação que contabilize os valores de PHIE acima de 15% como rochas reservatório (NTG=1) e que considere os valores inferiores a este limiar como rochas não-reservatório (NTG=0). Assim, a razão *net to gross* é definida pela expressão:

SE PHIE_{Final} > 15% ENTÃO NTG = 1, caso contrário NTG = 0

O resultado da razão *net to gross* gerada pela relação acima encontra-se na **Figura 7.27**, na qual verifica-se que a divisão do campo em porções reservatório e não-reservatório está condizente com a distribuição das fácies gerada na **seção 7.6.3**. Já a distribuição da razão *net to gross* obtida para os três sistemas de fácies encontra-se na **Figura 7.28**. Nesta figura observa-se que o sistema hemipelágico foi totalmente classificado como não-reservatório, o que já era previsto por este sistema representar as fácies carbonato e folhelho. Com relação aos sistemas de canal e canal-dique marginal, verifica-se que a maioria dos dados foi classificada como reservatório e que apenas uma pequena parcela dos dados, correspondente à valores de PHIE inferiores a 15%, foi classificada como não-reservatório.



Figura 7.27: Modelo da razão net to gross gerado para a realização 1 do modelo de fácies.



Figura 7.28: Histograma da razão *net to gross* mostrando as proporções dos sistemas de fácies em cada fração do reservatório.

A **Tabela 7.5** mostra os valores em porcentagem da razão *net to gross* obtidos para os sistemas de canal, canal-dique marginal e hemipelágico do modelo de fácies gerado. A designação "todas as fácies" representa a porcentagem total obtida para as fácies classificadas como reservatório e não-reservatório, sendo que os valores das demais fácies representam uma fração deste total. Nota-se que o sistema hemipelágico não contribui na quantificação da porção reservatório, o que já era previsto por este sistema representar as fácies carbonato e folhelho.

RAZÃO NET TO GROSS							
Modelo	Fácies	Reservatório (%)	Não-Reservatório (%)				
T 1 4 1	Todas as Fácies	36,74	63,26				
	Sistema Canal	26,28	3,92				
Indicatriz	Sistema Canal-Dique Marginal	10,46	3,92				
	Sistema Hemipelágico	0,00	55,42				

Tabela 7.5: Razão net to gross obtida para os três sistemas de fácies gerados no modelo.

7.9. CÁLCULO DO VOLUME DE ÓLEO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A última etapa da caracterização e modelagem geológica do Campo de Namorado concerne no cálculo do volume de óleo.

Neste trabalho, a quantificação do volume de óleo foi realizada a partir da **Equação 7.1** que exprime o volume de óleo *in place* nas condições de superfície, ou seja, considera apenas a porção que contém óleo na qual o gás dissolvido foi separado.

$$STOIIP = GRV \cdot NTG \cdot \phi_e \cdot (1 - S_W) \cdot \frac{1}{B_o}$$
(7.1)

Onde: STOIIP = Stock Tank Oil Initially In Place

GRV = Volume geométrico do reservatório (inclui a estrutura do reservatório, como horizontes e falhas, e o contato entre os fluidos)

NTG = razão net to Gross

S_w = Saturação de água

Bo = Fator volume-formação do óleo

A determinação do volume de óleo do reservatório leva em consideração dois conjuntos de variáveis: aquelas referentes ao fluido (óleo) e aquelas referentes à formação. No conjunto das variáveis referentes ao óleo estão o contato óleo-água, a saturação de água e o fator volume-formação do óleo. Já no conjunto das variáveis referentes à formação estão a porosidade efetiva e a razão *net to gross*.

O fator volume-formação do óleo (B_o) é a razão entre o volume que a fase líquida (óleo mais gás dissolvido) ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume do que permanece como fase líquida quando a mistura alcança as condições padrão (Rosa *et al.*, 2006). De maneira geral, trata-se da razão entre o volume de óleo nas condições iniciais do reservatório e o volume nas condições de superfície (*stock tank*).

O valor de B_o empregado neste trabalho corresponde a 1,41 m³/m³ std. Este valor obtido para o Campo de Namorado foi medido por Ida (2009) nas condições de pressão de saturação de 210 kgf/cm² e temperatura de 88 °C, levando em consideração que a densidade do óleo é de 31 °API.

Conforme mencionado anteriormente, um algoritmo de simulação estocástica é uma ferramenta que permite a geração de infinitas alternativas equiprováveis das distribuições espaciais do fenômeno estudado. No caso específico da exploração de reservatórios de petróleo, as simulações estocásticas são muito úteis na avaliação do risco e para o cálculo das incertezas nos diferentes cenários da distribuição espacial dos atributos do reservatório (Souza Jr., 1997).

As múltiplas realizações equiprováveis de um atributo de interesse não só apresentam as mesmas características estatísticas como também representam possíveis configurações da complexidade geológica do reservatório. De acordo com Cosentino (2001), o estudo da variabilidade estatística das diferentes configurações do reservatório, desenvolvidas a partir de um significativo número de realizações, fornece ao geocientista uma estimativa da incerteza inerente à descrição geológica do reservatório.

A definição do número de realizações necessárias para a obtenção de cenários equiprováveis é uma tarefa empírica, ou seja, baseia-se apenas na experiência e observação, sem qualquer fundamentação teórica. Deutsch (2002) salienta que o questionamento do número de realização a ser empregado normalmente aplica-se nos casos em que a quantificação da incerteza está em foco.

Neste trabalho, optou-se por desenvolver 100 realizações do reservatório para cada modelo de fácies por ser um número cabalístico, conforme reportado por Journel (1997 *apud* Oliveira, 1997), e por ser a quantidade normalmente empregada na literatura para a geração de vários cenários equiprováveis.

Para gerar as múltiplas realizações é necessário identificar quais elementos serão ou não compartilhados e definir qual a seqüência das tarefas que serão desenvolvidas em cada realização (*workflow*). O compartilhamento consiste em especificar quais parâmetros do reservatório são constantes (apresentam caráter determinístico) e quais são incertos (apresentam caráter probabilístico).

Neste trabalho, a estrutura geológica (horizontes, falhas, dados de poços e *grid* 3D) foi definida como sendo determinística, ou seja, trata-se de uma informação única que deve estar presente em todas as realizações. Já as distribuições faciológicas e petrofísicas foram definidas como sendo probabilísticas, ou seja, não existe uma certeza da configuração assumida por estes parâmetros pois eles se comportam como variáveis aleatórias. Assim, como os modelos de fácies e petrofísicos, a razão NTG e o volume de óleo apresentam variações em cada realização, o compartilhamento não é estabelecido.

Quanto à sequência de tarefas, esta foi definida levando em consideração os parâmetros não constantes durante as realizações. O *workflow* utilizado para gerar as múltiplas realizações encontra-se esquematizado na **Figura 7.29**.



Figura 7.29: Workflow utilizado para gerar as 100 realizações.

Como forma de quantificar as incertezas no volume de óleo, deve-se especificar modelos plausíveis (otimista, caso-base e pessimista) para as feições geológicas que afetam o comportamento dos fluidos (Haldorsen & Damsleth, 1990).

Assim, definidos o número de realizações e o *workflow*, obteve-se as possíveis configurações do reservatório para os modelos gerados utilizando o volume de óleo como

critério para se quantificar os cenários de incerteza causados pelas diferentes distribuições faciológicas e petrofísicas.

Os histogramas da **Figura 7.30** mostram o comportamento do volume de óleo para o modelo de fácies gerado pelo método de indicatriz após as 100 realizações. Nota-se que apenas as fácies consideradas reservatório contribuíram para esta estimativa. Já a **Tabela 7.6** apresenta os valores mínimos, máximos e médios obtidos para o volume de óleo do Campo de Namorado após as 100 realizações.



Figura 7.30: Histogramas do STOIIP para o modelo de indicatriz.

VOLUME DE ÓLEO - STOIIP (em m³)								
Modelo	Mínimo	Máximo	Média					
Indicatriz	9,8062 x 10 ⁷	1,1598 x 10 ⁸	1,08087 x 10 ⁸					

Observa-se a partir dos histogramas e dos dados estatísticos que os valores do STOIIP gerados utilizando os modelos de fácies e petrofísicos como base apresentam menor dispersão. A baixa dispersão dos valores pode ser evidenciada na diferença de $0,17918 \times 10^8 \text{ m}^3$ existente entre os valores mínimo e máximo, o que caracteriza o bom controle do método empregado.

A **Tabela 7.7** mostra os valores mínimos, máximos e médios do volume de óleo obtido em cada zona estratigráfica definida na **seção 7.4**.

STOIIP por Zona Estratigráfica (em m ³)									
Zona Estratigráfica	Mínimo	Máximo	Média						
Below_Topo	2,6202357 x 10 ⁷	3,1658811 x 10 ⁷	2,9199135 x 10 ⁷						
Below_Seq_3	2,5789079 x 10 ⁷	3,3234948 x 10 ⁷	2,9932506 x 10 ⁷						
Below_Seq_2	2,3445211 x 10 ⁷	2,9613994 x 10 ⁷	2,6352661 x 10 ⁷						
Below_Seq_1	1,8299717 x 10 ⁷	2,7134369 x 10 ⁷	2,2603090 x 10 ⁷						

Tabela 7.7: Dados estatísticos do volume de óleo obtido para cada zona estratigráfica.

A **Figura 7.31** mostra os cinco cenários (P10, P20, P50, P80 e P90) gerados a partir das distribuições faciológicas e petrofísicas, utilizando como critério o cálculo do volume de óleo do Campo de Namorado. Os valores do volume de óleo obtidos para cada cenário, encontram-se na **Tabela 7.8** com as suas realizações correspondentes.

CENÁRIOS DE INCERTEZA DO STOIIP							
Modelo	Cenários	STOIIP (em m ³)	Realização				
	P90	104115352	76				
	P80	106077328	56				
Indicatriz	P50	108092960	90				
	P20	110532400	78				
	P10	112434576	63				

Tabela 7.8: Cenários de incerteza obtidos a partir do volume de óleo do Campo de Namorado.

O cenário P10 corresponde ao cenário otimista por ter maior volume de óleo, porém menor probabilidade de ocorrência (10%). Já o cenário P90 corresponde ao cenário pessimista por apresentar o menor volume de óleo, no entanto é aquele que possui a maior probabilidade de ocorrência (90%). Por fim, o cenário P50 é considerado o caso-base por ser aquele que espera-se ser representativo do reservatório visto que tem 50% de possibilidade de ocorrência.

Neste contexto, verifica-se que os modelos de fácies e petrofísicos gerados pelos métodos de SIS e SGS, respectivamente, mostraram-se consistentes na obtenção do STOIIP do Campo de Namorado. O modelo estocástico apresentou um STOIIP para o caso-base de cerca de 108 x 10^6 m³, cujo valor está muito próximo daquele verificado na literatura que corresponde a 106 x 10^6 m³ (Guardado *et al.*, 1989).



Figura 7.31: Cenários de incerteza do modelo de fácies gerado por indicatriz.

CAPÍTULO 8 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho foi direcionado para a caracterização e modelagem geológica do reservatório turbidítico do Campo de Namorado. A integração dos dados oriundos da geofísica de perfis de poços e dos testemunhos, através dos métodos geoestatísticos de modelagem estocástica, possibilitou a geração de vários modelos equiprováveis do Campo de Namorado que mostram a distribuição das principais unidades do reservatório que influenciam na estimativa do volume de óleo.

O desenvolvimento metodológico empregado para a realização deste trabalho compreendeu basicamente seis etapas: (1) definição dos prováveis litotipos presentes no reservatório através da análise dos perfis de poços e testemunhos; (2) modelagem geológica e estrutural do Campo de Namorado; (3) modelagem de fácies a partir da técnica estocástica de SIS para caracterizar as heterogeneidades internas das fácies identificadas; (4) modelagem das propriedades petrofísicas PHIE e SW condicionada ao modelo de fácies gerado; (5) cálculo do volume de óleo do Campo de Namorado; e (6) definição dos cenários de incerteza a partir da aplicação de 100 realizações.

Neste trabalho verificou-se que a caracterização das fácies sedimentares é uma das etapas fundamentais para o desenvolvimento e gerenciamento de campos petrolíferos, visto que é a partir da definição das fácies sedimentares que a compreensão da geometria dos depósitos turbidíticos e a elaboração do modelo deposicional representativo destes depósitos se torna possível.

A partir da correlação rocha-perfil as fácies arenito, arenito argiloso, carbonato e folhelho foram definidas como sendo os prováveis litotipos presentes no Campo de Namorado. As fácies arenito e arenito argiloso foram consideradas rochas reservatório enquanto que as fácies carbonato e folhelho foram consideradas rochas não-reservatório. Com a aplicação de uma função lógica verificou-se que 28,9% do campo corresponde à fácies arenito, 18,0% à fácies arenito argiloso, 9,6% à fácies carbonato e 43,5% à fácies folhelho. Esta classificação mostrou-se condizente com aquela identificada através dos litotipos descritos pela Análise Seqüencial de Testemunhos.

Além disso, os métodos empregados para o cálculo das propriedades de porosidade efetiva e saturação de água das fácies reservatório também mostraram-se bastante eficientes. A porosidade efetiva média obtida foi de 24,3% para a fácies arenito e de 19,5% para a fácies arenito argiloso, valores estes muito próximos daquele identificado na literatura que é de cerca de 26%.

A partir dos valores estimados para a propriedade de saturação de água, identificou-

se o contato óleo-água do Campo de Namorado em duas cotas altimétricas: -3096m para o Bloco Alto e -3160m para o Bloco Baixo. Estas cotas corroboram com aquelas descritas na literatura.

Na interpretação dos perfis geofísicos de poços verificou-se que os poços localizados na parte central do campo apresentam três ciclos de deposição enquanto aqueles que situam-se nas bordas normalmente apresentam dois ciclos de deposição. Este fato deve-se ao acunhamento estratigráfico existente nas bordas do campo.

Além disso, as três seqüências deposicionais do Campo de Namorado também foram interpretadas como decorrentes das alterações no volume de sedimentos devido às variações do nível do mar. A subida relativa do nível do mar associada ao pequeno aporte sedimentar, proporciona uma transgressão da linha de costa que resulta em uma retrogradação das fácies sedimentares.

Para facilitar as modelagens posteriores, adotou-se a nomenclatura proposta por Souza Jr. (1997), na qual o Sistema de Canal corresponde à fácies arenito, o Sistema Canal-Dique Marginal à fácies arenito argiloso e o Sistema Hemipelágico às fácies carbonato e folhelho. Nesta nova configuração, os sistemas de canal e canal-dique marginal correspondem às fácies reservatório e o sistema hemipelágico às fácies não-reservatório.

Com a finalidade de se obter uma descrição consistente das heterogeneidades do reservatório aplicou-se os métodos estocásticos em duas etapas: primeiro modelou-se a distribuição das unidades genéticas (fácies) do reservatório e depois o comportamento das propriedades PHIE e SW dentro de cada unidade.

Para a modelagem das fácies do Campo de Namorado adotou-se a técnica estocástica de Simulação Seqüencial de Indicatriz que se mostrou bastante eficaz na delimitação das principais unidades do reservatório. Já para a modelagem das propriedades PHIE e SW adotou-se a técnica de Simulação Gaussiana Seqüencial que, em conformidade com a geometria das fácies modeladas, descreveu a distribuição dos dados petrofísicos do reservatório.

Sabendo que a distribuição espacial das fácies e das propriedades PHIE e SW influencia na estimativa do volume de óleo, gerou-se vários cenários equiprováveis do Campo de Namorado.

O STOIIP obtido para o modelo de fácies gerado pelo método de indicatriz após as 100 realizações foi de 104×10^6 m³ para o cenário P90, de 108×10^6 m³ para o cenário P50 e de 112×10^6 m³ para o cenário P10. O valor de STOIIP obtido para o cenário P50 a partir dos modelos gerados está muito próximo daquele verificado na literatura que corresponde a 106×10^6 m³, o que demonstra a confiabilidade da metodologia empregada.

Os cenários gerados para os modelos de fácies e petrofísicos apresentaram grande similaridade, o que pode estar associado à quantidade de dados utilizados como condicionantes. Conforme mencionado por Bahar & Kelkar (1997), quanto mais restrições são incorporadas em um processo de simulação condicional, mais similares serão as imagens equiprováveis.

Portanto, conclui-se que o emprego das técnicas de modelagem estocástica se fez necessário para representar as heterogeneidades dos reservatórios e a variabilidade espacial das variáveis e, conseqüentemente, inferir estas propriedades nas áreas onde há ausência de dados. Tomando a quantificação do volume de óleo como atributo de interesse foi possível gerar vários modelos equiprováveis do reservatório, a fim de se identificar aquele que mais se assemelha com a configuração real do campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADERALDO, Ricardo Costa (1994). Análise de espaçamento entre poços utilizando modelagem estocástica e dados de afloramento. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 144p.
- ALABERT, F.G. & MASSONNAT, G.J. (1990). "Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modelling of facies and petrophysical variability". In: 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers.
 SPE Number 20604. p. 775-790.
- ALABERT, F.G. & MODOT, V. (1992). "Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities". In: 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE Number 24893. p. 355-370.
- ALBUQUERQUE, C.A.; SOARES, J.A.; BETTINI, C. (2005). "Modelagem de eletrofácies aplicada à indústria petrolífera um exemplo no Campo de Namorado". In: 3° Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás.
- ALBUQUERQUE, Camila Faria de (2006). *Modelagem geológica tridimensional no Campo de Namorado com base na modelagem unidimensional de eletrofácies*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- ASMUS, H.E. (1975). "Controle estrutural da deposição Mesozóica nas bacias da Margem Continental Brasileira". In: *Revista Brasileira de Geociências*, vol.5, nº3, p.160-175.
- ASMUS, H.E. (1982). "Significado geotectônico das feições estruturais das bacias marginais brasileiras e áreas adjacentes". In: *Anais do 32º Congresso Brasileiro de Geologia*, Salvador, SBG, vol.4, p.1547-1557.
- ASMUS, H.E. & PORTO, R. (1972). "Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas". In: *Anais do 26º Congresso Brasileiro de Geologia*, Belém, vol.2, p.67-90.

- ASMUS, H.E. & PONTE, F.C. (1973). "The Brazilian marginal basins". In: *NAIRN*, *A.E.M. & STEHLI*, *F.G. [Eds.]. The ocean basins and margins, vol. 1 The South Atlantic.* New York, Plenum. Press, p. 87-133.
- ASMUS, H.E. & BAISCH, P.R. (1983). "Geological evolution of the Brazilian continental margin". In: *Episodes*, vol.6, n°4, p. 3-9.
- ASQUITH, G. & GIBSON, C. (1982). *Basic well log analysis for geologists*. The American Association of Petroleum Geologists. 234p.
- BACOCCOLI, G.; MORALES, R.G.; CAMPOS, O.A.J. (1980). "The Namorado oil Field: a major oil Discovery in the Campos Basin, Brazil". In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Memoir 30, p.329-338.
- BACOCCOLI, G.; MORALES, R.G.; CAMPOS, O.A.J. (1985). "O Campo de Namorado: uma importante descoberta de petróleo na Bacia de Campos". In: DNPM, Principais depósitos minerais do Brasil. Vol. 1, p.69-77.
- BAHAR, A. & KELKAR, M. (1997). "Integrated lithofacies and petrophysical properties simulation". In: 72th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE Number 38261. p. 123-128.
- BALDISSERA, Paulo Roberto (1992). *Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 218p.
- BARBOZA, E.G. (2005). Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- BARBOZA E.G.; TOMAZELLI, L.J.; VIANA, A.R. (2003). "Análise preliminar da geometria deposicional dos turbiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ". In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás.
- BROCK, J. (1986). *Applied open-hole log analysis*. Gulf Publishing Company. Volume 2, 284p.

- BRUHN, C.H.L. (1998). "Deep-water reservoirs from the eastern Brazilian rift and passive margin basins". In: *AAPG International Conference & Exhibition*, Rio de Janeiro, Part 2, Course Number 6 Petroleum geology of rift and passive margin turbidites systems: Brazilian and worldwide examples.
- BRUHN, C.H.L. & MORAES, M.A.S. (1988). "Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica". In: Anais do 35° Congresso Brasileiro de Geologia, Belém, SBG, vol. 2, p.824-838.
- BRUHN, C.H.L.; GOMES, J.A.T.; DEL LUCCHESE JR., C.; JOHANN, P.R.S. (2003). "Campos Basin: reservoir caracterization and management – historical overview and future challenges". In: *Offshore Technology Conference*. **OTC 15220**.
- BRYANT, I.D. & FLINT, S.S. (1993). "Quantitative Clastic Reservoir Geological Modeling: Problems and Perspectives". In: *Flint, S.S. & Bryant, I.D. [eds.] The Geological Modeling of Hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues*. Londres: Blackwell Scientific Publications, 269p., p.3-20. (IAS - Special Publication, 15).
- BUENO, J.F.; DRUMMOND, R.D.; VIDAL, A.C.; SANCEVERO, S.S. (2011). "Constraining uncertainty in volumetric estimation: a case study from Namorado Field, Brazil". *In: Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol.77, p.200-208.
- CAINELLI, C. & MOHRIAK, W.U. (1999). "Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin". In: *Episodes*, vol.22, n°3, p.206-216.
- CHAMBERS, R.L.; YARUS, J.M.; HIRD, K.B. (2000a). "Petroleum geostatistics for nongeostatisticians Part 1". *The Leading Edge Geologic Column*, p. 474-479.
- CHAMBERS, R.L.; YARUS, J.M.; HIRD, K.B. (2000b). "Petroleum geostatistics for nongeostatisticians Part 2". *The Leading Edge Geologic Column*, p. 592-599.
- CHANG, H.K.; KOWAMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F. (1988). "New concepts on the development of east Brazilian marginal basins". In: *Episodes*, vol.11, n°3, p.194-202.

- CHANG, H.K.; KOWAMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. (1992). "Tectonics and stratigraphy of the east Brazil rift system: an overview". In: *Tectonophysics*, vol. 213, p. 97-138.
- CHILÈS, J.P. & DELFINER, P. (1999). *Geostatistics Modeling Spatial Uncertainty*. John Wiley & Sons. 695p.
- COSENTINO, Luca (2001). *Integrated Reservoir Studies*. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris.
- CRUZ, Marcelo Machado da (2003). *Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense.
- DAMSLETH, E.; TJOLSEN, C.B.; OMRE, H.; HALDORSEN, H.H. (1992). "A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir". In: *Journal of Petroleum Technology*. **SPE Number 20605**, vol.44, n°4, p.402-408+486.
- DEUTSCH, C.V. (2002). Geostatistical reservoir modeling. Oxford University Press. 384p.
- DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. (1990). "Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campo". In: *RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J.* (*Eds.*). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, p.333-360.
- DUBRULE, O. (1989). "A review of stochastic models for petroleum reservoirs". In: *ARMSTRONG, M. (Ed.). Geostatistics*, vol.1, p.493-506.
- DUBRULE, O. (1993). "Introducing more geology in stochastic reservoir modelling". In: *SOARES, A. (Ed.). Geostatistics Tróia*'92, vol.1, p.351-370.
- EMERY, Xavier (2002). "Conditional simulation of nongaussian random functions". In: *Mathematical Geology*, vol.34, n°1, p.79-100.
- EMERY, Xavier (2004). "Testing the correctness of the sequential algorithm for simulating Gaussian random fields". In: *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, vol.18, p.401-413.

- FIGUEIREDO, A.M.F. & MOHRIAK, W.U. (1984). "A tectônica salífera e as acumulações de petróleo da Bacia de Campos", In: *Anais do 33° Congresso Brasileiro de Geologia*, Rio de Janeiro, SBG, vol.3, p.1380-1394.
- FLEXA, R.T.; ANDRADE, A.; & CARRASQUILLA, A. (2004) "Identificação de Litotipos nos Perfis de Poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil) e do Lago Maracaibo (Venezuela) aplicando estatística multivariada". In: *Revista Brasileira de Geociências*, vol. 34, nº 4, p. 571-578.
- FRIEDRICH, Anelise (2003). *Modelagem geoestatística da saturação atual de fluidos em um campo maduro*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 127p.
- GALLI, A.; BEUCHER, H. (1997). "Stochastic models for reservoir characterization: a user-friendly review". In: 72th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE Number 38999. p.1-11.
- GIRÃO NERY, G. (1990). Perfilagem geofísica em poço aberto. Notas de Curso. 236 p.
- GIRÃO NERY, G. (2000). "Perfilagem geofísica aplicada à água subterrânea". In: FEITOSA, F.A.C. & MANOEL FILHO, J. [Coods.]. Hidrogeologia - Conceitos e Aplicações. 2ª Edição. CPRM.
- GIRÃO NERY, G. (2004). Perfilagem Geofísica. Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda.
- GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.T. (1989). "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 Basin. AAPG Memoir 48*, Tulsa, p.3-79.
- GUARDADO, L.R.; SPADINI, A.R.; BRANDÃO, J.S.L.; MELLO, M.R. (2000). "Petroleum system of the Campos Basin, Brazil". In: *Mello, M.R. and KATZ, B.J. [eds.], Petroleum systems of South Atlantic margins,* AAPG Memoir 73, p. 317-324.
- GUERRA, P.A.G. (1988). *Geoestatística Operacional*. Ministério de Minas e Energia Departamento Nacional da Produção Mineral. 145p.
- HALDORSEN, H.H. & DAMSLETH, E. (1990). "Stochastic modeling". In: *Journal of Petroleum Technology*, **SPE Number 20321**, vol.42, n°4, p.404-412.

HALLIBURTON (2001). Open Hole Log Analysis Notes.

- HILCHIE, D.W. (1982). Applied openhole log interpretation for geologists and engineers. Edição Revisada.
- IDA, Mauro (2009). Incorporação quantitativa de dados de sísmica 4D no processo de ajuste de histórico. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 207p.
- JOHANN, P.R.S. (1997). Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques em 3D: reservoir turbidítique, offshore du Brésil. Paris: Universidade de Paris 6. Tese de Doutorado. 352p.
- JOURNEL, A.G. & ALABERT, F.G. (1990). "New method for reservoir mapping". In: *Journal of Petroleum Technology*, fevereiro, p.212-218.
- KELKAR, M. & PEREZ, G. (2002). *Applied geostatistics for reservoir characterization*. Society of Petroleum Engineers. 264p.
- KRONBAUER, Antônio (2003). *Modelagem geoestatística de fácies, propriedades petrofísicas e da saturação de óleo remanescente em um reservatório maduro.* Dissertação de Mestrado. Unicamp. 151p.
- LAKE, L.W. & CARROLL, H.B. Jr. (1986). *Reservoir characterization*. San Diego: Academic Press, 659p.
- LOWE, D.R. (1982). "Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents". In: *Journal of Sedimentary Petrology*, vol.52, n°1, p.279-297.
- MENESES, S.X. & ADAMS, T. (1990). "Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos". *In: Boletim de Geociências da Petrobras*, vol.4, nº 2, p. 183–188.
- MILANI, E.J.; BRANDÃO, J.A.S.L.; ZÁLAN, P.V.; & GAMBOA, L.A.P. (2000).
 "Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas". In: *Revista Brasileira de Geofísica*, vol. 18, n°3.

- MILANI, E.J. & ARAUJO, L.M. (2003). "Recursos Minerais Energéticos: Petróleo". In: BIZZI, L.A., SCHOBBENHAUS, C., VIDOTTI, R.M. & GONÇALVES, J.H. (Eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM. 692p.
- MOHRIAK, W.U. (2003). "Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira". In: BIZZI, L.A.; SCHOBBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.M.; GONÇALVES, J.H. (Eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM. 692p.
- MOHRIAK, W.U.; MELLO, M.R.; DEWEY, J.F.; MAXWELL, J.R. (1990). "Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil". In: *BROOKS, J. (Ed.). Classic Petroleum Provinces*. The Geological Society of London Special Publication, nº 50, p.119-141.
- MUTTI, E. (1992). *Turbidite Sandstones*. Agip, Istituto di Geologia, Università di Parma. 252p.
- MUTTI, E.; TINTERRI, R.; REMACHA, E.; MAVILLA, N.; ANGELLA, S.; FAVA, L. (1999). An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective. AAPG Continuing Education Course Note Series n° 39
- NICHOLS, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Second Edition. Wiley-Blackwell.
- NINCI, Beatriz Cristina Armelin (2006). *Avaliação do volume de óleo in situ do Campo de Namorado*. Trabalho de Conclusão de Curso. Unicamp. 90p.
- NINCI, Beatriz Cristina Armelin (2008). *Aplicação da lógica nebulosa na determinação de fácies do Campo de Namorado*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 139p.
- NORMANDO, Márcio Nunes (2005). *Impacto da modelagem estocástica no processo de caracterização de reservatórios maduros*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 99p.
- OJEDA, H.A.O. (1982). "Structural framework, stratigraphy and evolution of Brazilian marginal basins". In: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol.66, p.732-749.
- OLIVEIRA, Marcelo Lopes de (1997). Análise das incertezas envolvidas na modelagem de reservatórios no contexto geoestatístico. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 132p.

- PAPOULIS, A. & PILLAI, S.U. (2002). *Probability, random variables and stochastic processes*. McGraw Hill: 4^a Edição. 433p.
- PARAIZO, P.L.B. (1993). *Modelagem numérica para tratamento de dados geológicos*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 147p.
- PEDREIRA, A.J.; ARAGÃO, M.A.N.F.; MAGALHÃES, A.J.C. [orgs.] (2008). *Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil*. Editora Beca, São Paulo.
- PONTE, F.C. & ASMUS, H.E. (2004). "As bacias marginais brasileira: estágio atual de conhecimento". In: *Boletim de Geociências da Petrobras*, vol.12, nº2, p.385-420.
- RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. (1994). "Bacia de Campos". In: *Boletim de Geociências da Petrobras*, vol.8, nº1, p.203-217.
- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. (1998). "Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos". In: *Searching for Oil and Gas in the Land of Giants*. Rio de Janeiro, Schlumberger, p.32-40.
- RIDER, M. (2002). The geological interpretation of well logs. 2ª Edição, 280p.
- RIPLEY, B.D. (1987). Stochastic simulation. John Wiley & Sons. 250p.
- ROSA, Henrique (2006). Estudo de caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de amostras de testemunhos utilizando estatística multivariada. Tese de Doutorado. Unicamp.
- ROSA, H.; SUSLICK, S.B.; VIDAL, A.C.; SAKAI, G.K. (2008). "Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas". In: *Revista Escola de Minas (REM)*, Ouro Preto, nº 61, vol. 4, p. 415-422.
- ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência: Rio de Janeiro, Petrobras. 832p.
- ROXAR (2009*a*). *Irap RMS Ferramenta de modelagem geológica*. Curso Introdutório. 352 p.
- ROXAR (2009b). User Guide for RMS 2009. 2632 p.

- SANCEVERO, Sérgio Sacani (2003). *Modelagem sísmica de corpos turbidíticos sintéticos gerados por simulação booleana*. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 170p.
- SANCEVERO, Sérgio Sacani (2007). Estudo de aplicação de métodos quantitativos em dados sísmicos no processo de caracterização integrada de reservatórios. Tese de Doutorado. Unicamp. 237p.
- SCHALLER, H. (1973). "Estratigrafia da Bacia de Campos". In: Anais do 27º Congresso Brasileiro de Geologia, Aracaju, vol.3, 247-258.
- SCHLUMBERGER (1989). Log Interpretation Principles and Applications. 7^a Impressão, 241p.
- SEVERIANO RIBEIRO, H.J.P. (2001). Estratigrafia de Seqüências Fundamentos e Aplicações. Editora Unisinos: São Leopoldo, RS. 428p.
- SHANMUGAN, G. (2000). "50 years of the turbidite paradigm (1950s 1990s): deepwater processes and facies models - a critical perspective". In: *Marine and Petroleum Geology*, vol. 17, p. 285-342.
- SHANMUGAN, G. (2006). *Deep-water processes and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs*. Handbook of Petroleum Exploration and Production 5. Elsevier, 500p.
- SIMON, V.H. (1997). Simulação plurigaussiana truncada com condicionamento. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 95p.
- SOUZA Jr., Olinto Gomes (1997). Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs d'um cône sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil). Intégration des données géologiques et géophysiques. Paris: Universidade de Paris 6. Tese de Doutorado. 215p.
- WALKER, R.G. & JAMES, N.P. (1992). *Facies Models Response to sea level change*. Geological Association of Canada. 407p.
- WEBER, K.J. & van GEUNS, L.C. (1990). "Framework for constructing clastic reservoir simulation models". In: *Journal of Petroleum Technology*. SPE Number 19582, p. 1248-1253, Outubro.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. (2007). "Bacia de Campos". In: *Boletim de Geociências da Petrobras*, vol.15, n°2, p.511-529.

APÊNDICE A

POÇOS	TOPO (em MD)	BASE (em MD)
NA01A	2988.2	3146.0
NA02	3027.4	3154.4
NA03D	3182.0	3215.6
NA04	2994.6	3110.2
NA05	3022.4	3048.4
NA06D	3292.8	3491.8
NA07	3070.2	3217.2
NA08D	3243.2	3392.6
NA09D	3341.6	3513.8
NA10D	3305.0	3434.4
NA11A	3121.6	3140.4
NA12	3009.2	3145.4
NA13A	2978.0	3043.0
NA14D	3591.0	3598.6
NA15D	3451.8	3623.0
NA16D	3465.8	3554.6
NA18D	3314.0	3390.8
NA20D	3470.0	3654.8
NA21B	3074.4	3092.2
NA22	3171.8	3238.0
NA23D	3280.8	3364.0
NA24D	3676.8	3842.0
NA25D	3205.8	3360.6
NA26D	3460.0	3535.4
NA27D	3724.6	3898.2
NA28	3558.8	3699.8
NA29D	3512.4	3522.4
NA30D	3400.8	3551.0

POÇOS	TOPO (em MD)	BASE (em MD)
NA31D	3110.6	3283.6
NA32D	3363.4	3445.6
NA33D	3742.0	3894.6
NA34D	3201.8	3351.2
NA35D	3648.4	3764.6
NA36D	3744.8	3856.8
NA37D	3204.2	3359.4
NA38D	3116.0	3261.2
NA39D	3247.0	3450.6
NA40D	3096.4	3230.0
NA41D	3436.2	3556.0
NA42D	3387.2	3525.8
NA43D	3296.8	3311.8
NA44D	3193.4	3313.8
NA45D	3285.2	3337.4
NA46D	3643.6	3737.6
NA47D	3175.4	3312.4
NA48D	3106.2	3205.2
NA49D	3319.2	3473.2
NA50D	3337.8	3456.6
NA51D	3627.2	3723.6
NA52D	3221.4	3326.6
NA53D	3089.2	3228.4
RJS19	2979.6	3079.2
RJS42	3049.6	3165.2
RJS234	3213.4	3221.0

APÊNDICE B

FÁCIES		POÇOS														
		NA01A	NA02	NA04	NA07	NA11A	NA12	NA22	NA37D	NA40D	NA44D	NA47D	NA48D	RJS42	RJS234	
1	Interlaminado Lamoso Deformado	INLD														
2	Conglomerados e Brechas Carbonáticas	CBC														
3	Diamictito Arenoso Lamoso	DAL														
4	Conglomerados Residuais	CR														
5	Arenitos conglomeráticos	AC														
6	Arenito Grosso, Amalgamado	AGA														
7	Arenito Médio Fino Laminado	AMFL														
8	Arenito Médio Gradado ou Maciço	AMGM														
9	Arenito Médio Cimentado	AMC														
10	Arenito/Folhelho Interestratificado	AFI														
11	Arenito/Folhelho Finamente Interestratificado	AFFI														
12	Siltito Argiloso Estratificado	SAE														
13	Interlaminado Siltito Argiloso e Marga	ISAM														
14	Folhelho Radioativo	FR														
15	Interlaminado Arenoso Bioturbado	IAB														
16	Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado, Bioturbado	ISFD														
17	Marga Bioturbada	MB														
18	Ritmito	R														
19	Arenito Glauconítico	AG														
20	Folhelho Siltico com Níveis de Marga Bioturbada	FSMN														
21	Arenito Cimentado, com Feições de Escorregamento	ACFE														
22	Siltito Argiloso/Arenito Deformado	SAAD														
23	Arenito Médio/Fino Laminado Cimentado	AMFLC														
24	Interestratificado Siltito/Folhelho Intensamente Bioturbados	ISFI														
25	Marga Bioturbada Outra	MBO														
26	Folhelho Carbonoso	FC														
27	Arenito Maciço Muito Fino	AMMF														
28	Siltito Areno-Argiloso	SAA														
29	Interlaminado Siltito/Folhelho	ISF														

APÊNDICE C



Apêndice C - 1: Modelo de variograma nas três direções para o sistema de canal-dique marginal.



Apêndice C - 2: Modelo de variograma nas três direções para o sistema hemipelágico.

APÊNDICE D



Apêndice D - 1: Modelo de variograma nas três direções para a propriedade porosidade efetiva.



Apêndice D - 2: Modelo de variograma nas três direções para a propriedade saturação de água.