UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro

ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA DOS RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS DO CAMPO DE NAMORADO.

FABIO MONTEIRO DE LIMA

Orientador: Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto

Dissertação de Mestrado elaborada junto ao Programa de Pós-Graduação em Geociências - Área de Concentração em Geologia Regional, para obtenção do Título de Mestre em Geociências.

Rio Claro (SP)

2004

COMISSÃO EXAMINADORA

_____
Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto
IGCE-UNESP / Rio Claro (SP)
- orientador -

_____
Prof. Dr. Antonio Roberto Saad
IGCE-UNESP / Rio Claro (SP)

_____
Dr. Carlos Henrique Lima Bruhn
PETROBRAS / E&P-CORP / ENGP / CR

_____
Prof. Dr. Mário Luís Assine
IGCE-UNESP / Rio Claro (SP)
(Suplente)

_____
Dr. Edison José Milani
PETROBRAS / E&P-EXP / ST / MSP
(Suplente)

_____
- aluno(a) -

Rio Claro, _____ de _____ de _____

Resultado:

_____

DEDICATÓRIA

A meus pais Renato e Glória,
a meus avós Edson e Zuma,
a meu irmão Roberto e
à minha mulher Cíntia,
pela presença constante,
carinho e confiança que
sempre depositaram
em mim.

A G R A D E C I M E N T O S

Agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a elaboração desta dissertação. Como várias pessoas colaboraram, torna-se difícil enumerá-las sem cansar o leitor.

Em especial externo meus agradecimentos:

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto, pelo entusiasmo, profissionalismo e cordialidade demonstrados durante todo trabalho.

Aos professores Dr. Antonio Roberto Saad, Dr. Joel Carneiro de Castro e Dr. Dimas Dias-Brito pela amizade, incentivo e confiança depositada em meu trabalho;

Ao Dr. Carlos Henrique Lima Bruhn pelas valiosas sugestões;

Aos colegas de setor Marcos Domingues, Tereza Ramos, Renato Leite e Plínio Di Giorgi pela excelente convivência e grandes ajudas;

Aos amigos geólogos Pierre Muzzi, Alfredo Duarte, Roberto D'avila, Oscar Strohschoen, Saulo Santos, Alice, Chico Martins, Souto, Jobel, Souza Cruz, Beker e Mário Sérgio pelas incontáveis dicas e sugestões que enriqueceram muito esse trabalho;

À Agência Nacional do Petróleo ANP/MCT/CETEPETRO, Programa de Recursos Humanos PRH-05 pela concessão da bolsa de mestrado e suporte financeiro;

Ao Dr. Olinto Gomes Souza Júnior pelo aprendizado e grande auxílio na simulação condicional;

Ao geólogo MSc. Marco Antonio Santiago Toledo pela oportunidade e total apoio para conclusão deste trabalho;

Aos amigos Dr. Mário Luís Assine, Dr. Luiz Sérgio Amarante Simões, Dr. José Eduardo Zaine e Dr. Leandro Cerri pelo aprendizado e oportunidades nesses anos de Geologia;

Aos amigos Rubens Caldeira (Coiow), Thiago Perille e Alexandre Guimarães pelas excelentes discussões sobre análise geoestatística.

A todos meus colegas do Curso de Formação – *Trainees* 2003.

Aos caros amigos de Araraquara: Renan, Pedro, Dênis, Cristiano, Max, Ricardo, Porto, Diego, Andréa (*in memorian*);

Aos amigos Samuel, Francisco, Angélica, José Marcelo, Reinaldo, Juninho, Flávio Fernandes, Wladimir, Giorgio, Pinga, Jaú, Marcel, Fernando (Ceará), Magrão,

Abraão, Giuliana, Tati, Ana Paula, Marcinha, Adrianas (do Carmo e Roldan), Flávia e a tantos outros que me agraciaram com sua amizade.

A todos meus colegas de graduação, pós-graduação e PRH-05 da Unesp;

Aos geólogos Emilson Soares e Paulo Accioly, bem como ao funcionário Bruno pela fundamental ajuda nas atividades de impressão;

A todo grupo de desenvolvimento do SIGEO;

Aos meus pais e avós, que sempre me incentivaram e lutaram para que eu pudesse alcançar esse objetivo;

Ao meu irmão Roberto, por sempre acreditar em minhas idéias;

À geóloga Cíntia Destez Fonseca de Medeiros, minha mulher, amiga e grande companheira. Obrigado pela compreensão, apoio e carinho nesta fase de minha vida profissional.

R E S U M O

Das unidades litoestratigráficas que compõem a Formação Macaé, Albiano/Cenomaniano da Bacia de Campos, o Complexo Turbidítico do Campo de Namorado corresponde à unidade escopo desta dissertação.

Na área de estudo, situada na porção centro-oeste da Bacia de Campos, a aproximadamente 80 Km da costa, foi elaborado um estudo estratigráfico, utilizando informações de perfis e testemunhos de vinte e três poços.

Os objetivos desse trabalho foram: determinar as fácies reservatórios e não reservatórios; entender as associações verticais e laterais das fácies por meio da correlação de poços; elaborar um arcabouço estratigráfico; definir os limites principais da distribuição do Arenito Namorado na área de estudo; avaliar a direção principal do aporte sedimentar e identificar o tipo de reservatório estudado conforme classificação de Bruhn (1998).

Foram elaboradas cinco seções estratigráficas, alinhadas aproximadamente nas direções longitudinais (*dip*) e transversais (*strike*) ao mergulho deposicional, que permitiram o reconhecimento de três grandes ciclos de deposição para o Arenito Namorado: ciclo basal ou da base, intermediário e ciclo do topo.

As fácies reservatórios mapeadas foram interpretadas como complexos de lobos canalizados com base na comparação dos parâmetros geométricos descritivos do modelo de Bruhn & Moraes (1988).

Na análise espacial dos mapas de espessuras e imagens simuladas observou-se que o Arenito Namorado mostra tendências de maiores espessuras preservadas orientadas segundo a direção NW-SE, podendo definir assim o eixo deposicional principal do complexo de lobos turbidíticos canalizados.

Quando comparado à classificação proposta por Bruhn (1998) para reservatórios brasileiros formados em águas profundas, o modelo que mais se ajustou ao reservatório estudado é o tipo GSLc (*Confined, Gravel/Sand-Rich Lobes*) – Lobos Ricos em Cascalho e Areia Confinados em Calha.

Palavras-chave: Análise Estratigráfica; Bacia de Campos; Campo de Namorado; Complexo Turbidítico.

A B S T R A C T

Stratigraphic Analysis Of Turbiditic Reservoirs From The Namorado Field.

Master Dissertation

The Namorado Turbiditic Complex, Albian/Cenomanian in the Campos Basin, is focused in this work.

In the studied area, located in the center-west of Campos Basin, was elaborated one stratigraphic analysis using logs and cores provided by twenty three wells.

This work aims i) to determine the reservoir facies and non reservoir facies; ii) to understand vertical and lateral facies association by using well correlation; iii) to compose a stratigraphic framework; iv) to define the main limits of the Namorado Sandstone spatial distribution in the studied area; v) to evaluate the main direction of the sand supply, and vi) to identify the type of the reservoir according to Bruhn (1998) classification.

Five stratigraphic cross sections were composed and allowed to the recognition of three depositional cycles for the Namorado Sandstones: bottom, intermidiate and top cycle.

The mapped reservoir facies were interpreted as channel lobe complex in comparison with geometrical parameters description according to Bruhn & Moraes (1988) model.

Spatial analysis of net sand maps and simulated images suggest a NW-SE orientation for the depositional axis of turbiditic sandstones.

According to the Bruhn (1998)'s classification for the Brazilian deep water reservoirs, the type that better represents the studied reservoir is the GSLc type – Confined, Gravel/Sand-Rich Lobes.

Keywords: Stratigraphic Analysis; Campos Basin; Namorado Field; Turbiditic Complex.

S U M Á R I O

Í N D I C E A N A L Í T I C O i
Í N D I C E D E F I G U R A S ii
Í N D I C E D E T A B E L A S iv
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO 1
CAPÍTULO 2 – GEOLOGIA REGIONAL 6
CAPÍTULO 3 – MODELOS DE SEDIMENTAÇÃO TURBIDÍTICA 18
CAPÍTULO 4 - PERFILAGEM DE POÇOS 26
CAPÍTULO 5 – ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA 33
CAPÍTULO 6 – ANÁLISE ESPACIAL DOS DADOS 50
CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS 58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 60

ÍNDICE ANALÍTICO

ÍNDICE ANALÍTICO i
ÍNDICE DE FIGURAS ii
ÍNDICE DE TABELAS iv
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO 1
1.1 Apresentação 1
1.2 Objetivos 1
1.3 Justificativa 2
1.4 Área de estudo e base de dados 3
1.5 Métodos de Trabalho 5
CAPÍTULO 2 – GEOLOGIA REGIONAL 6
2.1 Aspectos Gerais 6
2.2 Arcabouço Estratigráfico 7
2.3 Arcabouço Estrutural 9
2.4 Origem e Evolução Tectono-Sedimentar 11
2.5 Campo de Namorado 13
CAPÍTULO 3 – MODELOS DE SEDIMENTAÇÃO TURBIDÍTICA 18
4.1 Definições 18
4.2 Modelos Turbidíticos 19
CAPÍTULO 4 - PERFILAGEM DE POÇOS 26
4.1 Introdução 26
4.2 Breve Histórico 27
4.3 Perfis Geofísicos: Conceitos Básicos 28
CAPÍTULO 5 – ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA 33
5.1 Introdução 33
5.2 Síntese do Contexto Estratigráfico 33
5.3 Base de Dados e Método de Análise 33
5.4 Resultados 38
5.5 Discussão 45
CAPÍTULO 6 – ANÁLISE ESPACIAL DOS DADOS 50
6.1 Introdução 50
6.2 Análise Preliminar dos Dados 50
6.3 Método dos Mínimos Quadrados 52
6.4 Simulação Condicional 54
CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS 58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Gráfico de porcentagem ilustrando a importância dos turbiditos na formação de reservatórios para hidrocarbonetos (modificado de Bruhn, 1998). 2

Figura 2: Mapa base do Campo de Namorado, Bacia de Campos, exibindo a distribuição dos poços em estudo. 3

Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Campos, mostrando a distribuição dos campos de petróleo (Rangel & Martins, 1998). 6

Figura 4: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos, segundo Rangel *et al.* 1994. A unidade em destaque corresponde à Formação Macaé, na qual encontra-se o Arenito Namorado. 8

Figura 5: Principais elementos estruturais da Bacia de Campos e da área pré-Cambriana (Dias et al. 1987). 10

Figura 6: Feições estruturais da Bacia de Campos (Rangel *et al.* 1998). 11

Figura 7: Seção geológica NW-SE, exibindo o arcabouço estrutural-estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal (Rangel & Martins 1998). 13

Figura 8: Perfil de referência do Membro Outeiro (Rangel *et al.* 1994). 14

Figura 9: Seção sísmica do Campo de Namorado ilustrando a descontinuidade dos reservatórios produtores e a morfologia irregular no topo (Guardado *et al.* 1990). 15

Figura 10: Arcabouço estrutural exibindo os limites estruturais e estratigráficos do Campo de Namorado (Guardado *et al.* 1990). 16

Figura 11: Modelo geológico 3D do Campo de Namorado, mostrando a distribuição da porosidade, simulada com base na integração da sísmica, perfis de poços e testemunhos (Johann, 1997; Souza Jr., 1997). 17

Figura 12: Modelo de leque submarino relacionando fácies, morfologia e ambientes deposicionais (Walker, 1978). 21

Figura 13: Modelo dinâmico de sedimentação turbidítica que se relaciona às variações relativas do nível do mar, e estabelece três tipos de sistemas deposicionais para os turbiditos (Mutti, 1985). 22

Figura 14: Gráfico da distribuição de reservas de petróleo segundo a classificação de Bruhn (1998). 23

Figura 15: Seção geológica esquemática das bacias rifte e margem passiva da costa leste brasileira, mostrando a posição dos 8 tipos de reservatórios (Bruhn, 2003). As siglas em vermelho ilustram exemplos de campos de petróleo da Bacia de Campos: BR – Barracuda; CRT – Catratinga; MRL – Marlim; ABL – Albacora; MLS – Marlim Sul; RO – Roncador. 24

Figura 16: Reprodução do primeiro perfil geofísico (à esquerda) e foto do equipamento utilizado (à direita). Extraído de Hallenburg, (1988). 27

Figura 17: Desenho pictórico ilustrando a obtenção de Perfis Geofísicos. 28

Figura 18: Classificação de eletrofácies com base nas formas genéricas dos perfis Raios Gama (GR) e Potencial Espontâneo (SP). Modificado de Serra (1985). 29

Figura 19: Perfis elétricos dos reservatórios turbidíticos da seqüência hemipelágica, Campo de Namorado. Modificado de Guardado (1989). 34

Figura 20: Exemplo de como se procedeu a calibração dos perfis geofísicos com as descrições de testemunhos. 36

Figura 21: Perfil litofaciológico seqüencial do poço 3NA-04-RJS. 37

Figura 22: Seção Estratigráfica A-A' 39

Figura 23: Seção Estratigráfica B-B' 40

Figura 24: Seção Estratigráfica C-C' 41

Figura 25: Seção Estratigráfica D-D' 42

Figura 26: Seção Estratigráfica E-E' 43

Figura 27: Parâmetros geométricos do depósito turbidítico de lobos canalizados (Modificado de Bruhn & Moraes, 1988). 46

Figura 28: Mapa de isólitas de arenitos turbidíticos do Albiano e Cenomaniano/Turoniano da seqüência hemipelágica da Bacia de Campos (Guardado *et al.* 1990). 47

Figura 29: Seção sísmica transversal ao mergulho deposicional exibindo uma feição em calha sendo preenchida por depósitos do tipo GSLc (Bruhn, 1998). 48

Figura 30: Histograma da espessura total. 51

Figura 31: Mapa de espessura do ciclo 1. 53

Figura 32: Mapa de espessura do ciclo 2. 53

Figura 33: Mapa de espessura do ciclo 3. 54

Figura 34: Mapa de espessura do ciclo total. 54

Figura 35: Krigagem versus Simulação condicional (Ferreira & Remacre, 1988). 55

Figura 36: Exemplo de 3 imagens geradas pela técnica geoestatistica denominada simulação condicional. Altos valores de espessura total são verificados na porção NW da área. Nas imagens também é nítida a presença de um *trend* na direção NW-SE. 57

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela I: Siglas dos poços usados no presente estudo. 10

Tabela II: Características principais dos 8 tipos de reservatórios das bacias rifte e margem passiva da costa leste brasileira (Bruhn, 1998; Bruhn *et al.* 2003). 17

Tabela III: Valores de densidade da matriz. 68

Tabela IV: Relação dos poços e das curvas utilizadas na análise estratigráfica. O poço em destaque contém descrições de testemunhos. 17

Tabela V: Estatística básica da variável espessura total. 51

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

A descoberta de uma jazida de hidrocarbonetos, assim como a de outros bens minerais, é uma atividade de alto risco em virtude do número de variáveis envolvidas, levando a um elevado grau de incerteza. Diante disto, as chances de sucesso são probabilisticamente reduzidas. Para se tomar uma decisão, face aos elevados investimentos, é fundamental um satisfatório entendimento do arcabouço geológico.

Nas bacias sedimentares brasileiras ocorrem grupos específicos de rochas-reservatório, formados em ambientes deposicionais distintos e com importantes diferenças de geometria e processos deposicionais.

Tendo em vista este quadro, foi despertado o interesse inicial para o desenvolvimento desta dissertação, que buscou caracterizar reservatórios de origem turbidítica da Bacia de Campos.

1.2 Objetivos

O presente estudo tem como meta caracterizar, através das análises estratigráfica e geoestatística, os reservatórios de origem turbidítica do Campo de Namorado, Bacia de Campos (RJ).

Especificamente este trabalho tem os seguintes objetivos:

a) Determinar as fácies reservatório e não-reservatório.
b) Entender as associações verticais e laterais das fácies por meio da correlação de poços.
c) Elaborar um arcabouço estratigráfico.
d) Definir os limites principais da distribuição do Arenito Namorado na área.
e) Avaliar a direção principal do aporte sedimentar.
f) Identificar o tipo de reservatório estudado conforme classificação de Bruhn (1998) para os reservatórios turbidíticos da margem continental leste do Brasil.

1.3 Justificativa

O estudo dos reservatórios de origem turbidítica do Campo de Namorado se justifica pela relevância econômica destas rochas no cenário petrolífero nacional e pela abordagem metodológica, que permitiu identificar e delimitar os ciclos que compõem os reservatórios turbidíticos do campo e compreender a evolução dos ambientes de sedimentação, podendo esta metodologia ser aplicada em outros campos e mesmo em outras bacias.

Para entender a importância dos turbiditos na formação de reservatórios para hidrocarbonetos, basta verificar que estas rochas respondem por 88,6% das reservas totais de petróleo no Brasil (Figura 1).

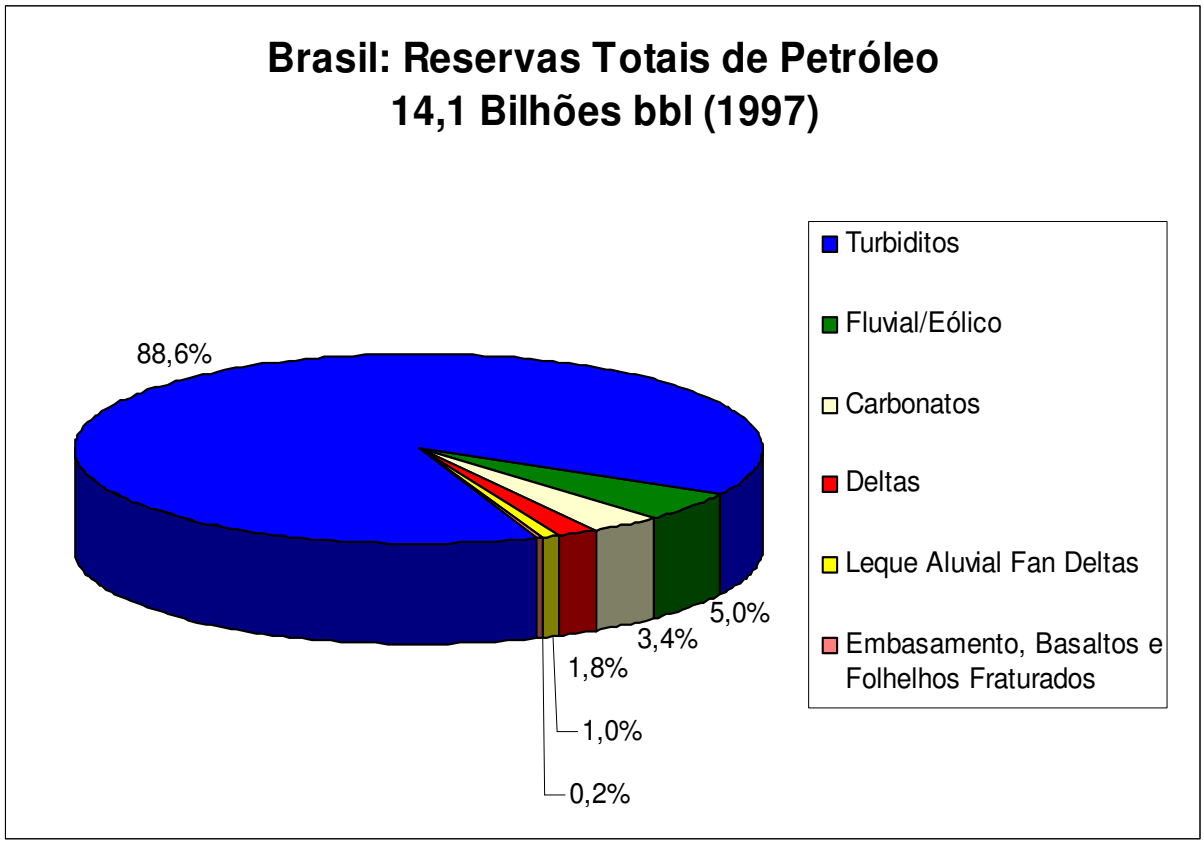


Figura 1: Gráfico de porcentagem ilustrando a importância dos turbiditos na formação de reservatórios para hidrocarbonetos (modificado de Bruhn, 1998).

1.4 Área de estudo e base de dados

A área de estudo situa-se na porção centro-oeste da Bacia de Campos, a 80 Km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250m, onde se encontra o Campo de Namorado (Figura 2). Este campo possui uma área de aproximadamente 200 Km^2, pertencendo ao *trend* de acumulações petrolíferas da bacia.

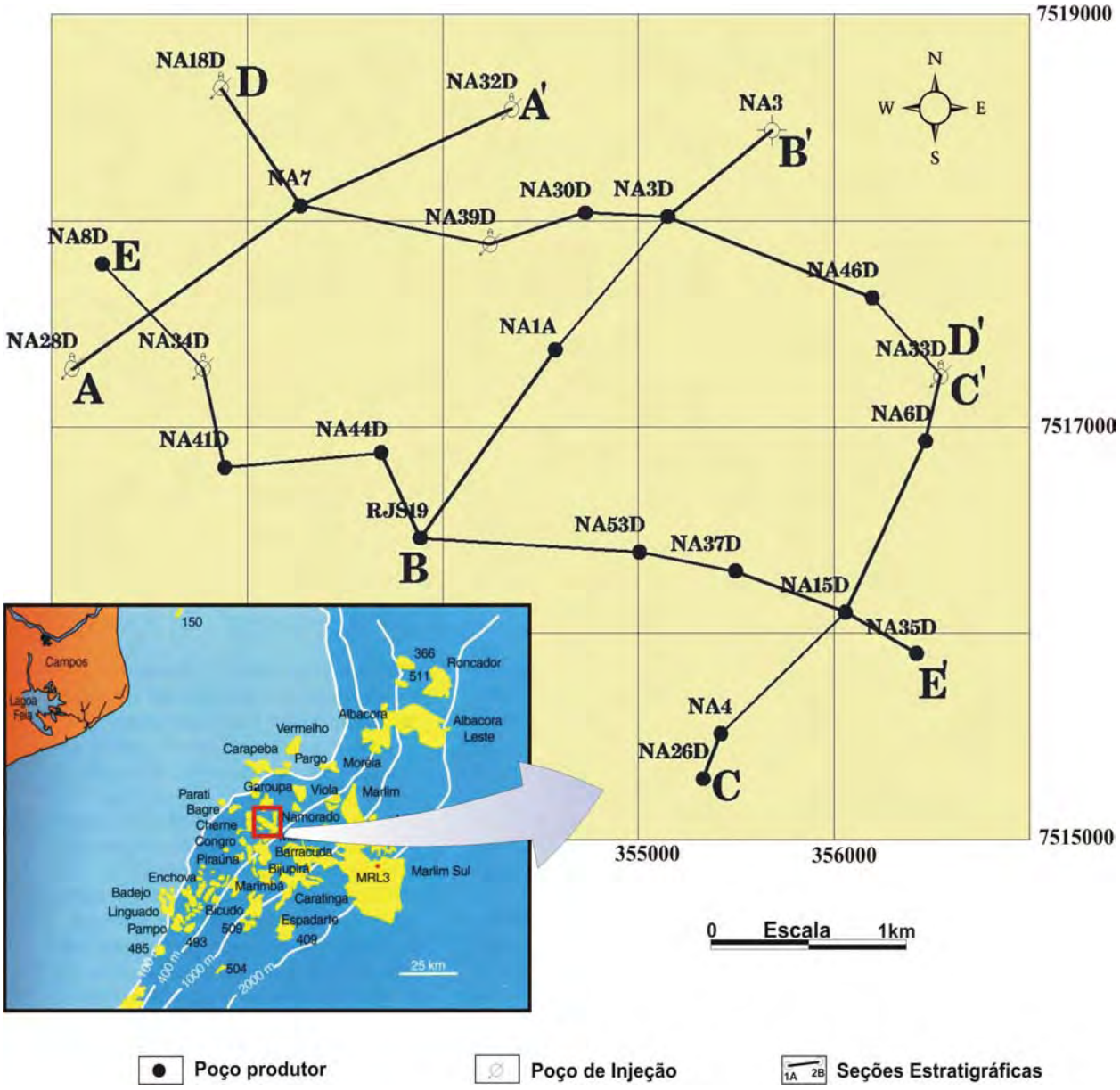


Figura 2: Mapa base do Campo de Namorado, Bacia de Campos, exibindo a distribuição dos poços em estudo.

A base de dados utilizada neste estudo compreende informações obtidas do pacote denominado "Campo Escola de Namorado", fornecido pela ANP – Agência Nacional do Petróleo. Deste material foram selecionados 23 poços (Tabela I) para elaboração de seções estratigráficas representativas do campo, cujos dados compreendem descrições de testemunhos, e uma suíte básica de perfis geofísicos: raios-gama (GR), neutrão (NPHI), indução (ILD), densidade (RHOB) e sônico (DT).

Siglas dos poços utilizados para elaboração das seções estratigráficas	
3NA-0001A-RJS	8NA-0032D-RJS
3NA-0003-RJS	8NA-0033D-RJS
3NA-0003D-RJS	7NA-0034D-RJS
3NA-0004-RJS	7NA-0035D-RJS
3NA-0006D-RJS	7NA-0037D-RJS
7NA-0007D-RJS	8NA-0039D-RJS
7NA-0008D-RJS	7NA-0041D-RJS
7NA-0015D-RJS	7NA-0044D-RJS
8NA-0018D-RJS	7NA-0046D-RJS
7NA-0026D-RJS	7NA-0053D-RJS
7NA-0028D-RJS	1RJS-0019-RJ
7NA-0030D-RJS	----------

Tabela I – Siglas dos poços usados no presente estudo.

O intervalo de estudo encontra-se em profundidades superiores a 2900 metros e não ultrapassa a cota de 3250m.

Com relação aos dados sísmicos disponibilizados, estes se encontram numa fita 8mm em formato SEGY, cuja utilização não foi possível devido à posição das linhas sísmicas 2D e 3D encontrarem-se fora dos limites do campo. A ausência de amarração com a sísmica prejudicou o arcabouço estratigráfico estabelecido, pois relevantes informações quanto à geometria e distribuição de fácies e ciclos deixaram de ser usadas.

1.5 Métodos de Trabalho

Os métodos e técnicas usados nesta pesquisa seguem uma sistemática usualmente empregada em trabalhos dessa natureza na área da Geologia do Petróleo.

A aplicação da análise estratigráfica (1D e 2D) e análise geoestatística das rochas-reservatório do Campo de Namorado seguiram os seguintes passos:

1. Primeiramente, a definição das fácies-reservatório e não-reservatório presentes na descrição dos poços testemunhados, para posterior calibração com os perfis geofísicos;
2. Definição dos limites superior e inferior do intervalo estudado com base em quebras significativas nos perfis geofísicos, calibrados com as descrições de testemunhos;
3. Identificação de um *datum* para elaboração das seções estratigráficas;
4. Correlação das fácies-reservatório e não-reservatório identificadas nos poços;
5. Determinação dos limites verticais e laterais do reservatório com base nas seções elaboradas e análise espacial dos dados;
6. Avaliação da geometria e direção principal dos fluxos turbidíticos através da interpretação de mapas de espessura e imagens simuladas.

CAPÍTULO 2 – GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Aspectos Gerais

A Bacia de Campos localiza-se na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, apresentando uma área de 100.000 Km^2 até a lâmina d'água de 2000m (Figura 3). Limita-se a norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória e a sul, com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (Rangel & Martins, 1998). É uma bacia típica de margem divergente, originada durante a ruptura do supercontinente Gondwana, coincidindo nos seus aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias da margem leste brasileira.

Em termos econômicos, a bacia representa hoje o maior patrimônio petrolífero do país, sendo responsável por 77% de todo o petróleo produzido no Brasil. A produção média diária é de 1 milhão e 340 mil barris. Com relação às reservas, esta bacia abriga 95% das reservas no mar e 83% das reservas provadas no Brasil (Strohschoen Jr., informação verbal).

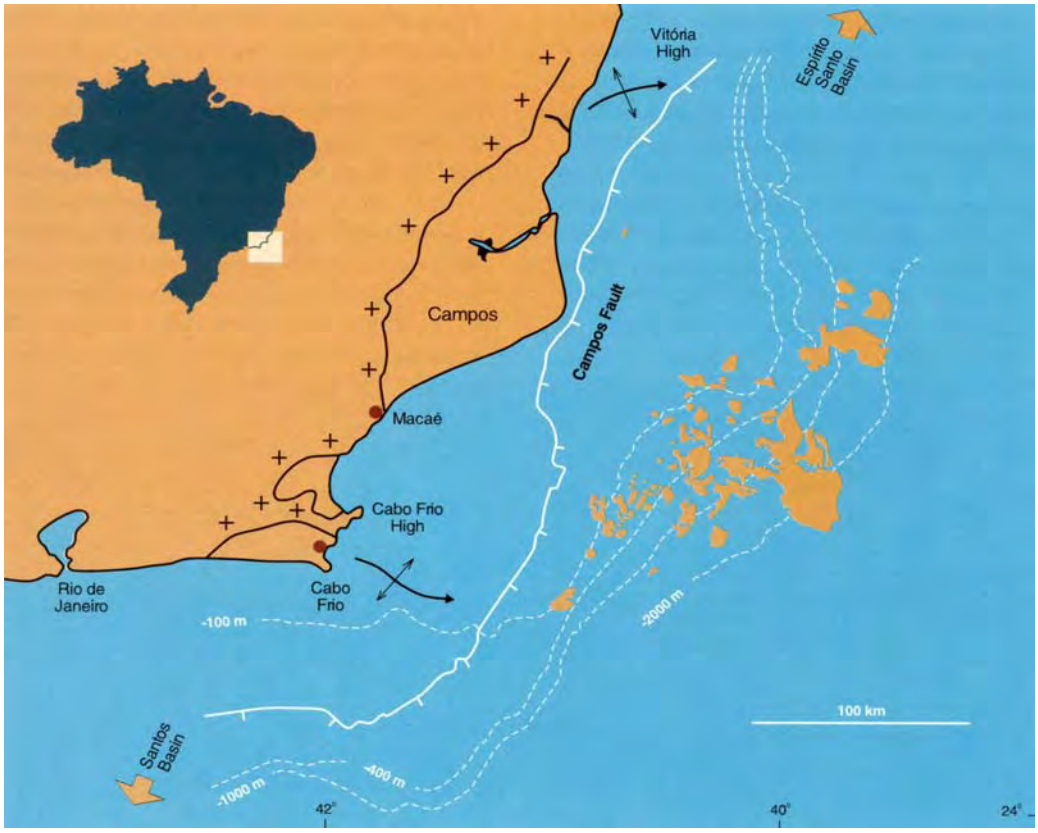


Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Campos, mostrando a distribuição dos campos de petróleo (Rangel & Martins, 1998).

2.2 Arcabouço Estratigráfico

A primeira carta estratigráfica foi elaborada por Schaller (1973), com base nas informações provenientes de poucos poços perfurados pela Petrobrás na área costeira fluminense e na plataforma continental. O autor dividiu o pacote sedimentar em quatro unidades litoestratigráficas: Formação Lagoa Feia, constituída de evaporitos e clásticos não marinhos; Formação Macaé, englobando as rochas carbonáticas; Formação Campos, constituída de clásticos e carbonatos e; Formação Emboré, representada por clásticos grossos.

A partir da grande quantidade de dados obtidos com o avanço da exploração de petróleo na bacia, Rangel *et al.* (1994) publicaram a carta estratigráfica de uso atual (Figura 4). Nesta carta, os autores agrupam as rochas em 6 unidades litoestratigráficas maiores: Formação Cabiúnas, Formação Lagoa Feia, Formação Macaé, Formação Carapebus, Formação Ubatuba e Formação Emboré. Estas três últimas unidades compõem o Grupo Campos.

A Formação Cabiúnas foi proposta por Rangel *et al*. (1994) para designar os derrames basálticos eocretáceos, intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares. As datações radiométricas concentram-se em torno de 120 e 130 Ma. (Mizusaki, 1986; Mizusaki *et al*. 1988). Esta unidade constitui o assoalho de todo preenchimento sedimentar da Bacia de Campos.

A Formação Lagoa Feia compreende rochas de naturezas diversas, como conglomerados polimíticos, arenitos com estratificação cruzada, carbonatos lacustres, e folhelhos pretos (Schaller, 1973; Castro *et al.* 1981 e Dias *et al.* 1988). Estas rochas, de idade barremiana a aptiana, são recobertas por uma suíte evaporítica (Membro Retiro), que materializa as primeiras incursões marinhas na bacia. O maior destaque dessa unidade encontra-se nos folhelhos pretos, uma vez que estes representam o principal gerador de hidrocarbonetos da bacia.

A Formação Macaé foi definida por Schaller (1973) para designar os calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos depositados durante o Albo-Turoniano. Com base em suas características litológicas, a unidade foi subdividida em três membros: Membro Goitacás, Membro Quissamã e Membro Outeiro.

O Membro Goitacás é constituído principalmente por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados. Subordinadamente ocorrem calcilutitos brancos e margas cinzentas. É referido informalmente como “Macaé Proximal” pelo

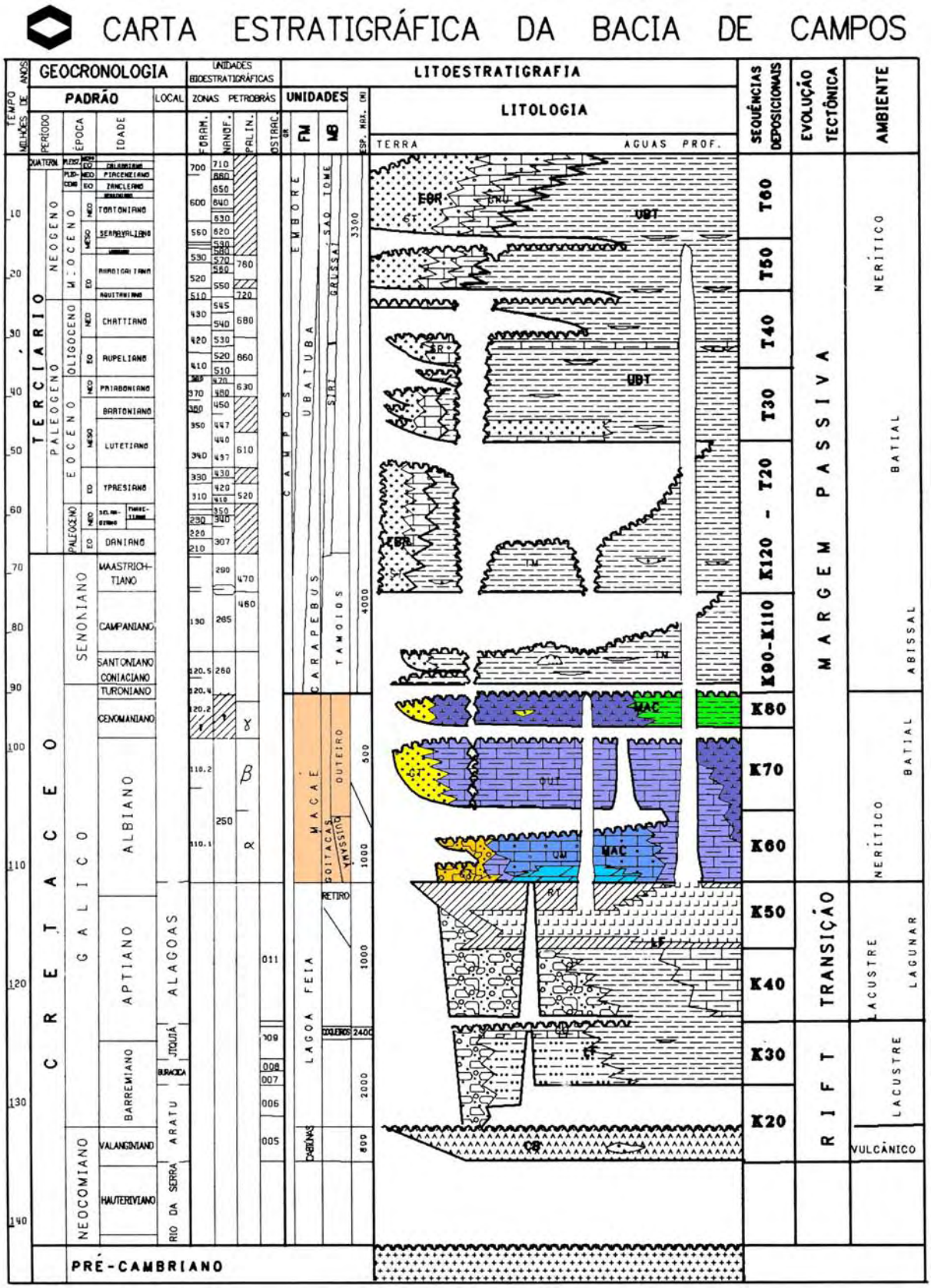


Figura 4: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos, segundo Rangel *et al.* 1994. A unidade em destaque corresponde à Formação Macaé, na qual encontra-se o Arenito Namorado.

fato de ocorrer próximo à costa.

O Membro Quissamã, informalmente denominado “Macaé Inferior” e “Macaé Água Rasa”, designa espessos leitos de calcarenito e calcirrudito oolítico.

O Membro Outeiro, denominado informalmente como “bota” – devido à sua forma em perfis elétricos – consiste em calcilutitos bastante cimentados sobrepostos por margas e folhelhos, por vezes com camadas isoladas de arenitos turbidíticos. Estes arenitos são conhecidos como “Arenito Namorado”.

Proposta inicialmente por Schaller (1973) como Formação Campos, designando a seção clástico-carbonática que sobrepõe a Formação Macaé, o Grupo Campos é subdividido por Rangel *et al.* (1994) em três formações: Formação Ubatuba, Formação Carapebus e Formação Emboré.

A Formação Ubatuba é constituída por uma espessa sucessão de folhelhos cinza-escuros e esverdeados, argilas e margas cinza-claras, calcilutitos cinza/cremes e diamictitos cinzentos. Na porção basal desta unidade, encontram-se algumas rochas que apresentam litificação mais pronunciada. Diante desse fato, foi criado o Membro Tamoios, denominado informalmente como “Ubatuba Cretáceo”, no qual as datações bioestratigráficas conferem idades turoniana a maastrichtiana.

A Formação Carapebus é composta por arenitos finos a conglomeráticos, produtos da ação de correntes de turbidez. Ocorrem intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba e se distribuem do Turoniano ao Holoceno. As designações informais desta unidade ocorrem em função da idade ou da presença de hidrocarbonetos em campos produtores.

A Formação Emboré foi inicialmente definida por Schaller (1973) como arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba. Rangel *et al.* (1994) dividiram a unidade em três membros: Membro São Tomé, Membro Siri e Membro Grussaí. O Membro São Tomé designa os clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia, em ambiente de plataforma interna. Já os membros Siri e Grussaí são compostos basicamente por calcarenitos bioclásticos, em ambiente de plataforma externa.

2.3 Arcabouço Estrutural

A compartimentação estrutural da Bacia de Campos é influenciada pelas descontinuidades pretéritas da porção setentrional da faixa de dobramentos Ribeira (Cordani *et al.* 1984; Dias *et al.* 1987). O paralelismo entre as principais

direções dos alinhamentos estruturais da bacia, e do embasamento adjacente, sugerem uma evolução fortemente controlada pela reativação de estruturas direcionais pré-mesozóicas (Figura 5).

O arcabouço estrutural da Bacia de Campos é composto basicamente por grabens, altos estruturais internos e domos salinos (Guardado *et al*. 1989; Dias *et al*. 1990; Rangel & Martins 1998).

Os grabens mais importantes, Corvina-Parati, São João da Barra e São Tomé, constituem feições lineares de direção NE-SW e apresentam uma espessura de aproximadamente 9 Km de sedimentos. Os altos estruturais internos exibem eixo subparalelo aos grabens adjacentes e são limitados, em sua maioria, por falhas antitéticas e sintéticas (Figura 6). A ocorrência de domos salinos afeta a seqüência sobreposta, controlando a distribuição e estruturação das fácies sedimentares.

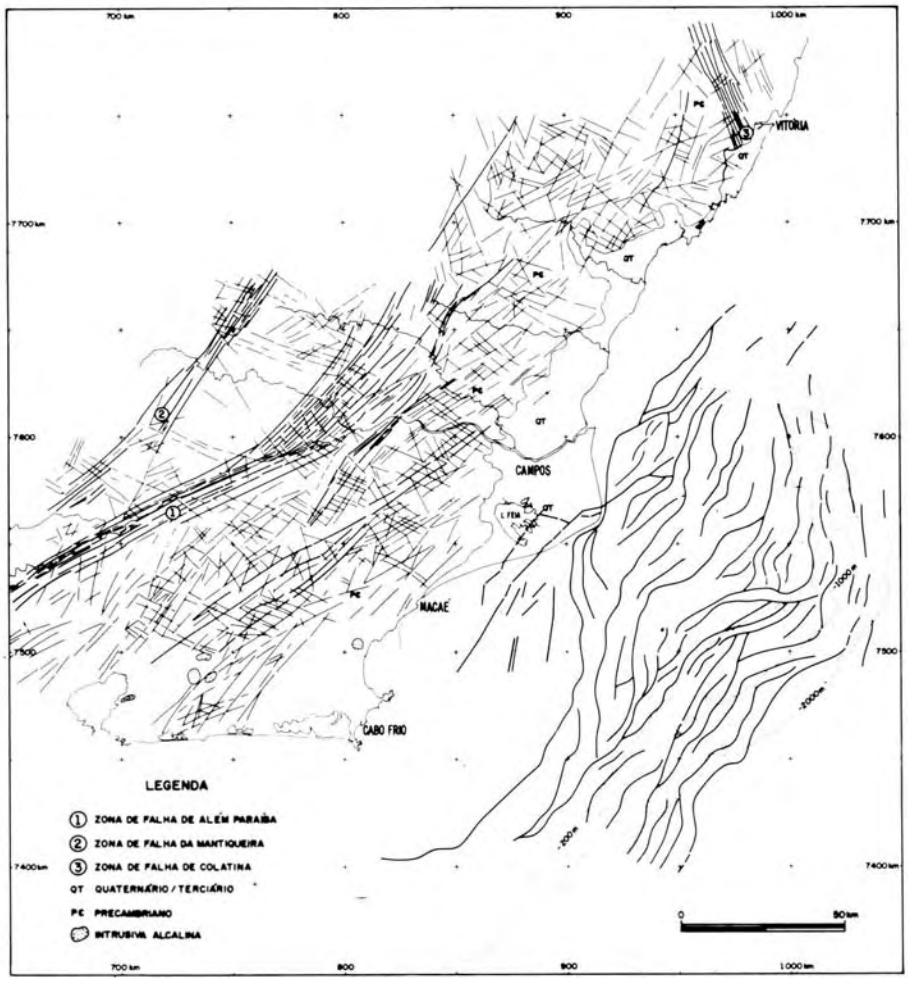


Figura 5: Principais elementos estruturais da Bacia de Campos e da área pré-Cambriana (Dias et al. 1987).

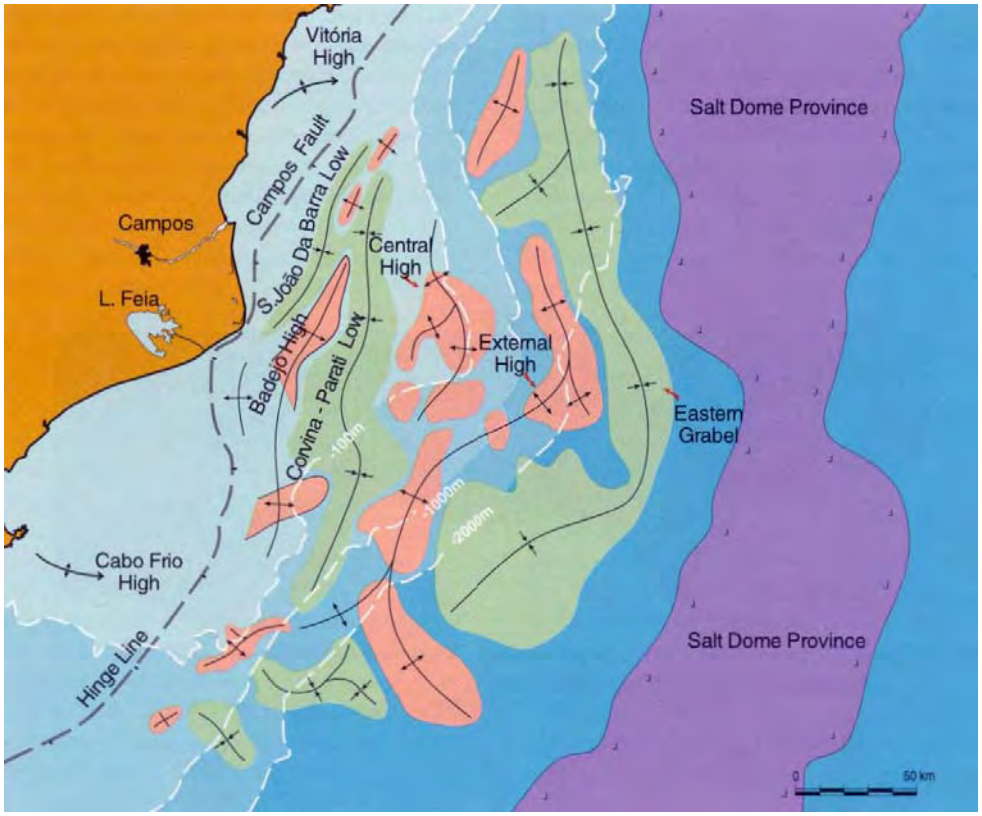


Figura 6: Feições estruturais da Bacia de Campos (Rangel *et al.* 1998).

2.4 Origem e Evolução Tectono-Sedimentar

A origem e evolução da Bacia de Campos, assim como as demais bacias sedimentares da margem continental brasileira, está intimamente ligada ao processo de fragmentação do Gondwana. A continuidade desse processo resultou na separação das atuais placas da África e América do Sul, conforme modelo evolutivo de margem continental tipo Atlântica (Asmus & Porto, 1972).

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos tem sido descrita por diversos autores (Asmus, 1975; Asmus & Guazeli, 1981; Dias *et al*. 1990; Mohriak *et al*. 1990; Chang *et al*. 1992; Cainelli & Mohriak, 1998), o que permite relacionar as unidades litoestratigráficas aos estágios tectônicos, conferindo uma conotação genética e evolutiva à divisão litoestratigráfica.

Para explicar a sucessão de eventos ocorridos na Bacia de Campos, adotou-se o trabalho de Dias *et al.* (1990), que considera três estágios de desenvolvimento no processo evolutivo da bacia. Esses autores dividem os litotipos

da Bacia de Campos em três grandes unidades: Seqüência Continental, Seqüência Transicional e Megasseqüência Marinha, representativas de três estágios tectônicos: rifte, transicional e drifte.

Durante o início do estágio rifte predominou o mecanismo de distensão e afinamento crustal, resultando em derrames basálticos intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares. Esta seqüência vulcânica é sobreposta por rochas de naturezas diversas pertencentes à unidade clástica basal da Formação Lagoa Feia.

O estágio transicional caracteriza-se por evento erosivo de caráter regional que antecedeu a deposição dos sedimentos da Seqüência Transicional, nivelando o relevo formado no estágio rifte. A Seqüência Transicional, de idade Alagoas, é composta por uma espessa seção de clásticos cobertos por um pacote de evaporitos.

Durante o estágio drifte foi depositada, em ambiente de deriva continental e sob a influência de mar aberto, a Megasseqüência Marinha, que por sua vez, pode ser subdividida em três seqüências: Seqüência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano Inferior/Médio), Seqüência Oceânica Hemipelágica (Albiano Superior/Paleoceno Superior) e Seqüência Oceânica Progradante (Eoceno Médio/Recente).

A Seqüência Carbonática Nerítica Rasa corresponde à porção inferior da Formação Macaé (Eo a Mesoalbiano), constituída por sedimentos terrígenos nas partes costeiras da bacia, e calcários nas porções de plataforma e periplataforma (Dias-Brito, 1982; Dias-Brito *et al.* 1986; Spadini *et al.* 1988).

A Seqüência Oceânica Hemipelágica engloba a porção superior da Formação Macaé e a porção basal da Formação Campos, correspondendo ao intervalo Neoalbiano/Neopaleoceno (Dias *et al.* 1990). O Conjunto Macaé Superior consiste em calcilutitos bastante cimentados sobrepostos por margas e folhelhos, acumulados em resposta a eventos transgressivos. Também estão presentes neste conjunto, expressivos corpos arenosos turbidíticos – compostos dominantemente por arenitos médios, e com espessuras de até 150m, associados tanto a modelos de sistema confinado quanto de lençol. Os sedimentos basais da Formação Campos (Eoturoniano a Neopaleoceno) são compostos principalmente por folhelhos e margas, ocorrendo subordinadamente corpos turbidíticos. Estudos paleoecológicos

baseados nas associações de foraminíferos advogam que esta unidade marcou em definitivo a fase oceânica (Azevedo *et al.* 1987).

A Seqüência Oceânica Progradante (Terciário, pós-Paleoceno) é caracterizada por apresentar uma modificação no estilo sedimentar, evidenciada pelo forte padrão progradante das unidades. Esta mudança estaria principalmente ligada ao soerguimento terciário da Serra do Mar, que, associada a mudanças climáticas e movimentos halocinéticos, teria fornecido um grande aporte de material sedimentar, suficiente para suplantar a subsidência da bacia (Figueiredo *et al.* 1983 *apud* Dias *et al.* 1990).

2.5 Campo de Namorado

O Campo de Namorado está localizado na porção centro-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos (cf Figura 2), tendo sido descoberto em novembro de 1975 com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19 (pioneiro – Rio de Janeiro Submarino nº 19). Segundo divisão baseada no contexto geológico, estratégico e em termos de tecnologia de produção de petróleo, o campo em questão situa-se no compartimento exploratório intermediário (Rangel & Martins, 1998; Figura 7). Esse compartimento caracteriza-se por apresentar grande parte de sua área coberta por levantamento sísmico 3D e maior amostragem por poços.

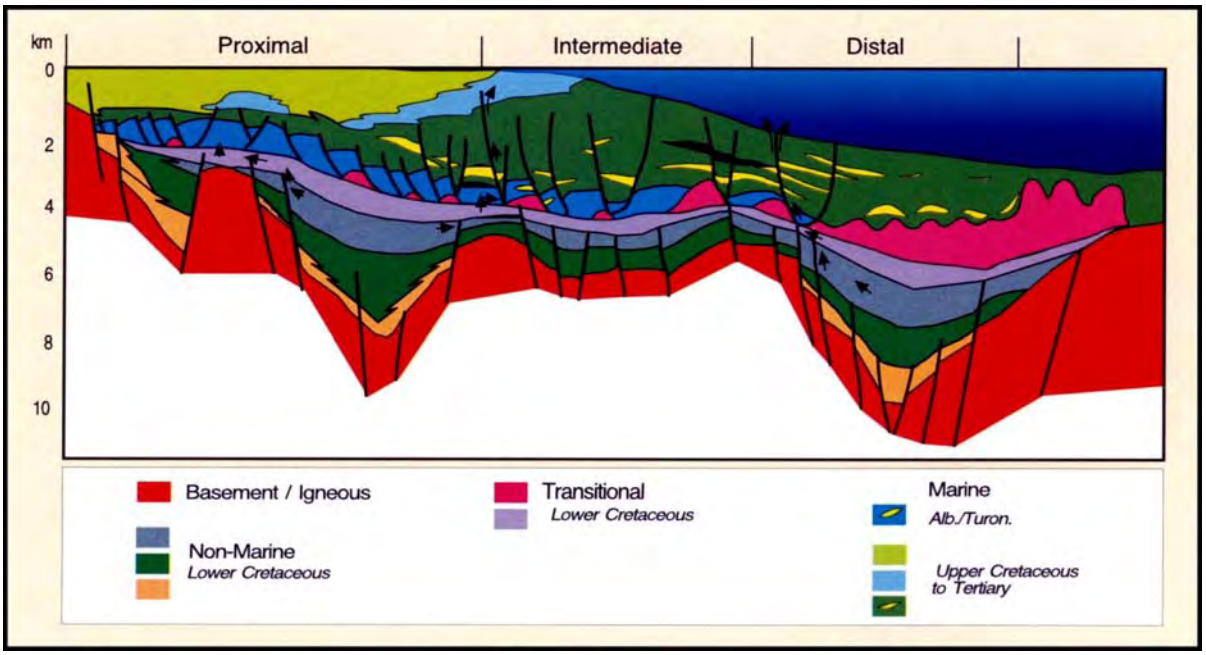


Figura 7: Seção geológica NW-SE, exibindo o arcabouço estrutural-estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal (Rangel & Martins 1998).

O reservatório produtor, denominado informalmente pela Petrobrás como Arenito Namorado, após descoberta do campo homônimo, consiste em depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano-Cenomaniano (Guardado *et al.* 1989). Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) e, apresenta-se, intercalada com margas e folhelhos da seqüência hemipelágica. O perfil de referência do Membro Outeiro encontra-se no intervalo 3029 – 3247 m do poço 1-RJS-283 (1983), com destaque para o Arenito Namorado (Figura 8).

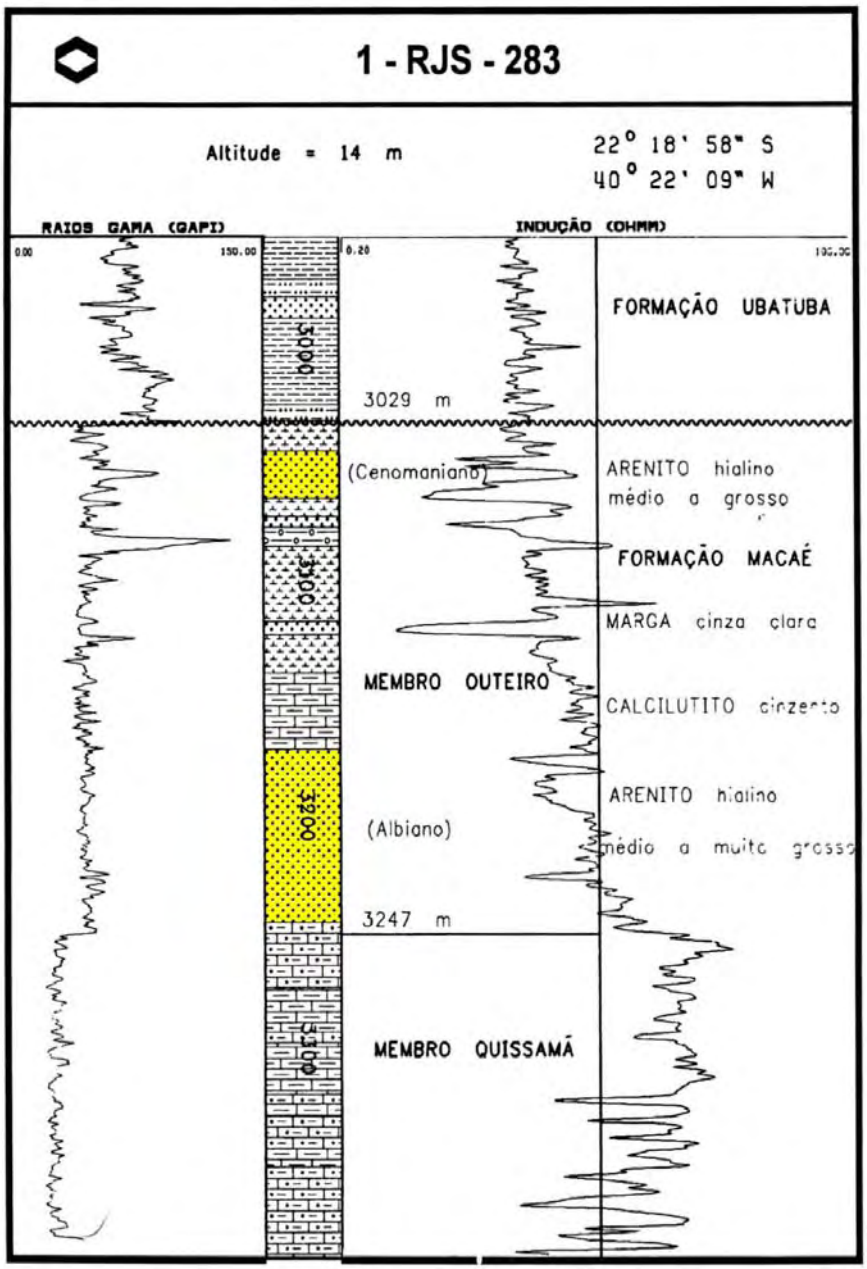


Figura 8: Perfil de referência do Membro Outeiro (Rangel *et al.* 1994).

Na área do campo, o reservatório possui os seguintes atributos (Menezes & Adams, 1990):

a) área com fechamento do tipo misto (=23 Km^2);

b) geometria externa: lenticular/tabular; limite inferior: carbonatos da Formação Macaé; limite superior: folhelhos e margas da Formação Macaé; laterais: norte e sul por acunhamento; sudeste, noroeste e sudoeste por falhas; espessuras: média de 60m, variando de 5 a 130 m; largura: média de quatro quilômetros, variando de dois a seis; comprimento: mínimo de nove quilômetros e máximo de 14;

c) geometria interna: heterogênea de baixo grau, estruturas primárias – predomínio de arenito maciço; composição: arenitos arcoseanos; textura: granulometria fina a grossa, dominando o tamanho médio; seleção: varia de boa a má, em média, é regular; grau de arredondamento e esfericidade: no geral, é baixo.

No nível dos reservatórios, o campo apresenta estrutura dividida em quatro blocos, delimitados por falhas normais (Guardado *et al.* 1990; Figuras 9 e 10). O bloco principal, de onde provém o óleo, está localizado na parte central do campo.

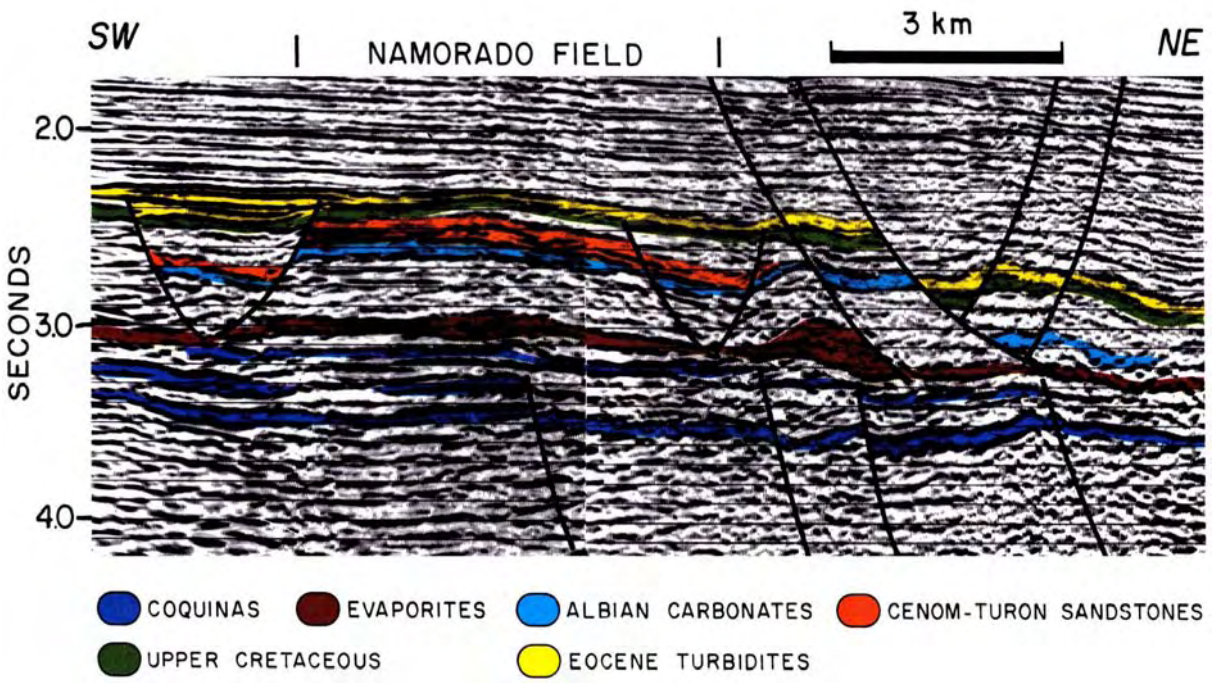


Figura 9: Seção sísmica do Campo de Namorado ilustrando a descontinuidade dos reservatórios produtores e a morfologia irregular no topo (Guardado *et al.* 1990).

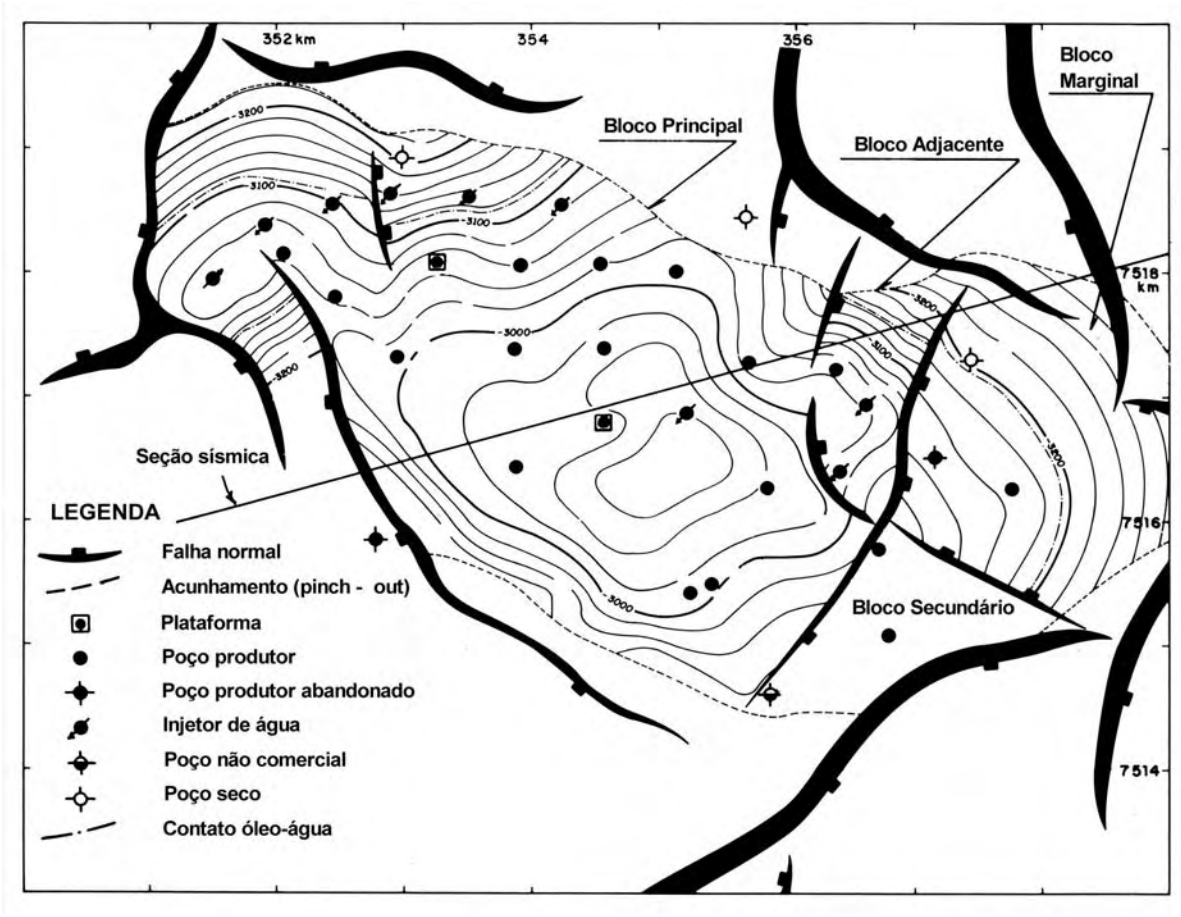


Figura 10: Arcabouço estrutural exibindo os limites estruturais e estratigráficos do Campo de Namorado (Guardado *et al.* 1990).

Com relação a esse controle estrutural, é interessante ressaltar que a intensa halocinese no Cretáceo Superior provocou uma inversão de relevo, ou seja, o reservatório que ocupava um baixo relativo para reter turbiditos está localizado agora sobre um alto estrutural alongado, em forma dômica e parcialmente falhado (Bacoccoli *et al.* 1985).

Souza Jr. (1997), em sua tese de doutoramento, construiu um modelo geológico 3D do reservatório turbidítico do Campo de Namorado utilizando um método que combinou estratigrafia de seqüências de alta resolução e simulação estocástica de reservatório, o qual possibilitou a visualização da distribuição das fácies reservatório. Esse resultado foi alcançado devido à integração do modelo deposicional do autor e modelo de impedância acústica de Johann (1997) que cursava doutorado no mesmo período. Ambos modelos foram usados para construir o modelo geológico 3D (Figura 11).

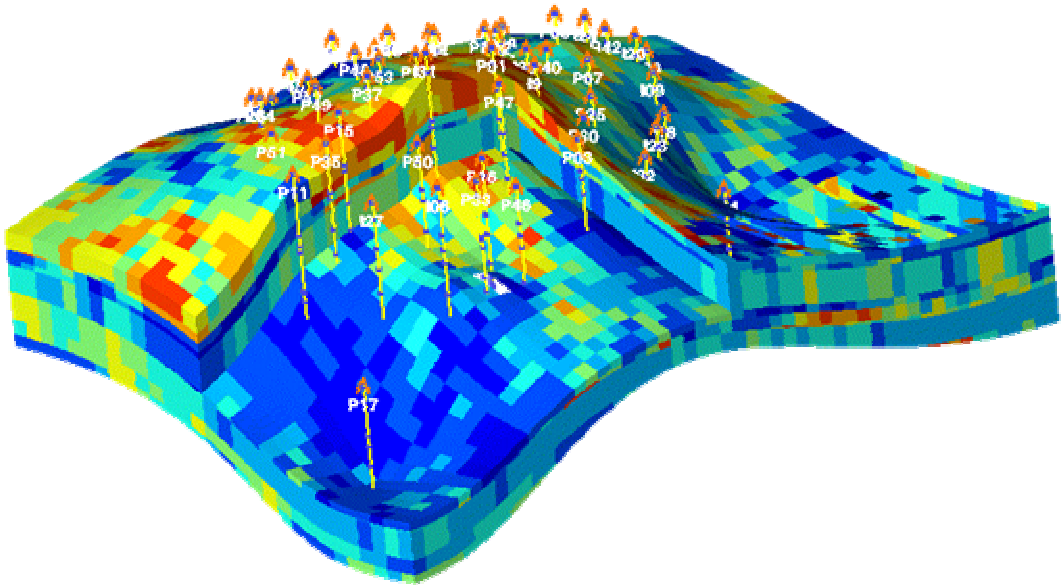


Figura 11: Modelo geológico 3D do Campo de Namorado, mostrando a distribuição da porosidade, simulada com base na integração da sísmica, perfis de poços e testemunhos (Johann, 1997; Souza Jr., 1997).

Guimarães (2002) identificou e rastreou em 18 poços o Arenito Namorado logo abaixo do marco radioativo e utilizando como método a simulação geoestatística gerou a distribuição de probabilidade do volume de hidrocarboneto *in situ*. Esse método numérico para criação de um modelo tridimensional, representa de forma quantificada a incerteza da estimativa.

CAPÍTULO 3 – MODELOS DE SEDIMENTAÇÃO TURBIDÍTICA

"...Depois de muitos anos, minha forte convicção é que os turbiditos ainda são pouco compreendidos e não podemos oferecer, no momento, mais que a nossa ignorância honesta ou o pequeno conhecimento a este respeito".

Emiliano Mutti, 1999

4.1 Definições

É muito comum encontrarmos hoje na literatura inúmeros conceitos sobre turbiditos. Nas décadas de 60 e 70 as definições acerca da origem desses depósitos restringiam-se a um ambiente exclusivamente marinho, com características da fácies *flysch* e o fato de necessariamente conter um acamamento gradacional. Após o clássico trabalho de Vail *et al.* (1977), os turbiditos passaram a ser inseridos no contexto da Estratigrafia de Seqüências, observando as relações de suas ocorrências com as variações relativas do nível do mar. Atualmente encontram-se no cenário geológico conflitos entre turbiditos, hiperpicnitos e os depósitos de correntes de fundo ou correntes de superfície que tocam o fundo, embora os turbiditos ainda sejam considerados os depósitos mais comuns em águas profundas.

Exemplos de definições do termo turbiditos, extraídos da bibliografia, são mostrados a seguir:

"Designação genérica dos sedimentos clásticos oriundos de correntes de turbidez. Os turbiditos são as rochas mais características da fácies flysch". (Glossário Geológico, 1971 – Viktor Leinz & Othon Leonardos).

"Rocha sedimentar, de origem marinha, depositada por corrente de turbidez, caracterizada por apresentar acamamento gradacional". (Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia, 1997 - Osvaldo de Oliveira Duarte);

"Depósito sedimentar formado por correntes de turbidez. Na maioria dos casos, os turbiditos são marinhos e formam-se na região de sopé do talude continental, mas há também os turbiditos lacustres. É um depósito característico de fácies flysch de seqüências sedimentares de geossinclinais". (Dicionário de Geologia Sedimentar e áreas afins, 1998 – Kenitiro Suguio).

"Turbiditos são os depósitos resultantes das correntes de turbidez, um tipo de fluxo gravitacional bi-partido, composto por uma camada basal granular, que flui devido à sobrepressão de poros e a condições inerciais (inertia layer), e sobre a qual desenvolve-se uma camada superior mais diluída, totalmente turbulenta, que eventualmente retrabalha e ultrapassa o depósito final da camada inercial. Conglomerados, arenitos conglomeráticos e fácies arenosas grossas são os depósitos típicos da porção granular da corrente de turbidez. Já a verdadeira seqüência de Bouma desenvolve-se em regiões mais distais que estes depósitos mais grossos, bacia adentro, depositando-se a partir de fluxos totalmente turbulentos, de baixa densidade, que se distanciaram dos fluxos inerciais parentais". (Sanders, 1965; Mutti *et al*, 1999 *apud* D'avila & Paim, 2003).

4.2 Modelos Turbidíticos

Devido à complexidade de estruturas e o limitado conhecimento a respeito dos turbiditos, há na literatura inúmeros modelos de sedimentação turbidítica buscando o entendimento desses depósitos (Della Fávera, 2000).

Autores como Kuenen, Migliorini, Bouma, Nomark, Mutti, Ricci Luchi, Walker, Reading, Richards, Posamentier, entre outros, contribuíram bastante para o conhecimento atual (mundial) sobre turbiditos. No Brasil tem destaque os trabalhos de Della Fávera, Bruhn, Carminatti, d'Avila, Souza Cruz, Guardado, Appi, entre outros, que buscaram compreender e classificar a ocorrência de sistemas deposicionais turbidíticos antigos e recentes nas bacias brasileiras.

Neste trabalho, será apresentada uma breve descrição de alguns dos modelos principais da literatura e, posteriormente, uma apresentação mais detalhada dos modelos de Bruhn (1998). O referido autor propôs uma classificação para reservatórios formados em águas profundas no Brasil, baseando-se na geometria e principais fácies deposicionais, sendo bastante adequado à escala de trabalho de geologia de reservatórios.

Na década de 50, Kuenen & Migliorini (1950) sugeriram pela primeira vez as correntes de turbidez como sendo a causa para as camadas com gradação normal depositadas em ambiente marinho profundo. Os autores utilizaram dados de campo e laboratório, e os conceitos da sedimentologia moderna, caracterizada pelo estudo dos processos.

Na década de 60 o trabalho de destaque foi de Bouma (1962) que identificou uma sucessão ideal de estruturas sedimentares nas camadas dos depósitos turbidíticos tipo *flysch*. Essa sucessão ficou conhecida na literatura como seqüência de Bouma, que apresenta as seguintes estruturas quando completa: arenitos maciços na base (Intervalo Ta), passando a arenitos com laminação plano paralela originada em regime de fluxo superior (Tb), arenitos finos com laminação por corrente em regime de fluxo inferior (Tc), siltitos e pelitos com laminação plano paralela originada por decantação associados aos turbiditos (Td) e pelagitos ou argilitos oriundos da decantação da própria bacia (Te).

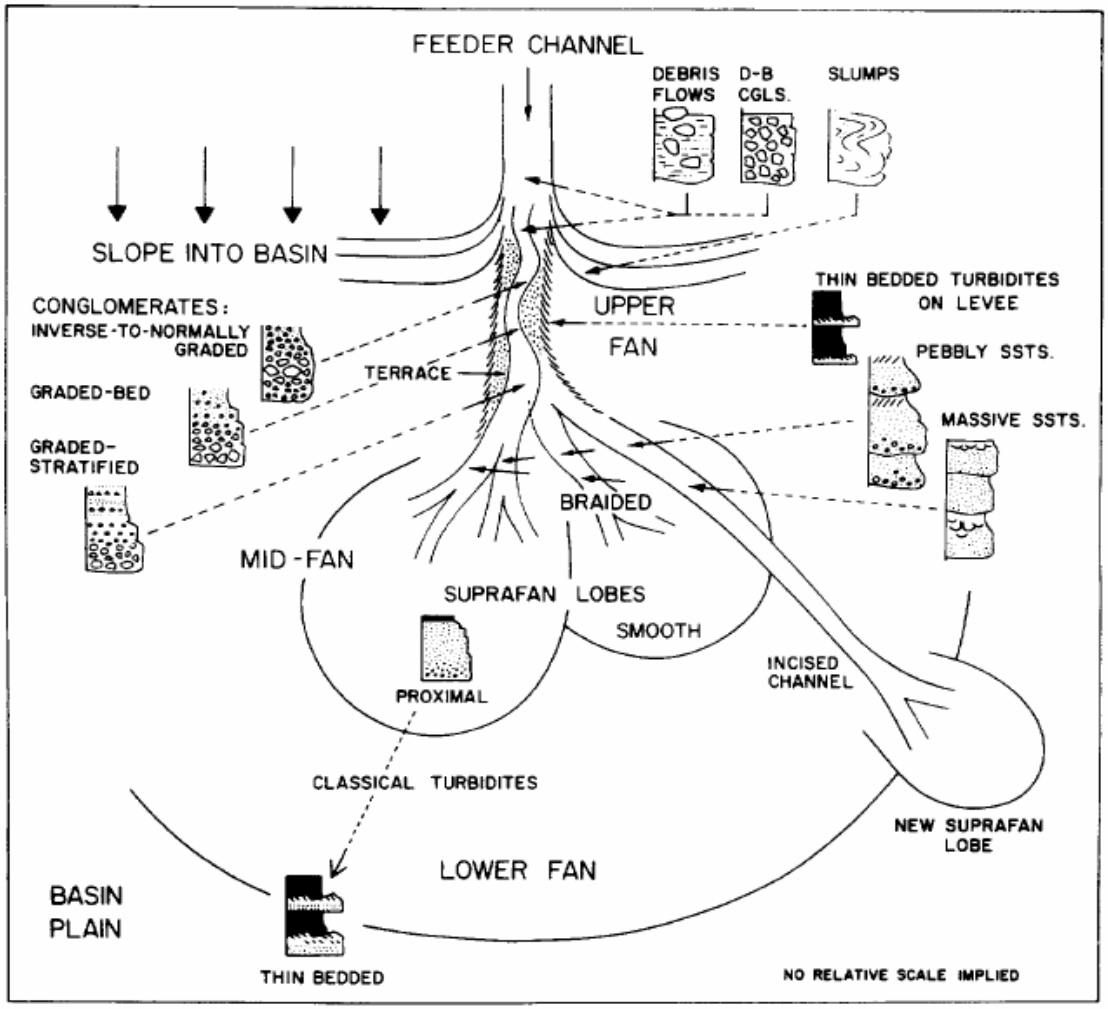
O trabalho de Normark (1970) destacou-se na literatura pois foi o primeiro trabalho que propôs um modelo de sistema deposicional para turbiditos baseado em observações do recente. O autor utilizou imagens de sonar e amostras do fundo de canyons modernos na costa da Califórnia, EUA, visando delinear os principais elementos e fatores controladores dos sistemas. Propôs a subdivisão dos leques turbidíticos em três partes principais: leque superior (*upper fan*), leque médio (*mid-fan*) e inferior (*lower fan*). Também introduziu o conceito de *suprafan*, que designa a área ativa de deposição arenosa, localizada no leque médio (*mid-fan*), com fisiografia convexa e radial

O modelo de Mutti & Ricci Luchi (1972) foi baseado na ocorrência de turbiditos em afloramentos nos Apeninos setentrionais, Itália, e centro-sul dos Pirineus, Espanha. Os autores atribuíram um sistema de distribuição, relacionado a um cânion submarino no talude, separado dos lobos na porção externa do leque (Mutti, 1992;& Della Fávera, 2000).

No trabalho de Walker (1978) o modelo prevê a ocorrência cinco fácies turbidíticas arenosas: fácies turbidítica clássica; arenitos maciços, arenitos conglomeráticos, conglomerados e diamictitos. Essas fácies são ajustadas ao modelo de leque submarino proposto e classificadas quanto à qualidade do reservatório, também considerando os ambientes e a dinâmica do sistema (Figura 12).

Já na década de 80 destaca-se o trabalho de Mutti (1985), no qual o autor elaborou um modelo dinâmico, relacionado às variações relativas do nível do mar, estabelecendo três tipos de sistemas deposicionais para os turbiditos (Figura 13).

O sistema tipo I é composto por extensos pacotes de areia, depositados sob a forma de corpos alongados e não canalizados (lobos) nas regiões mais externas do sistema deposicional. Este tipo ajusta-se ao modelo de lobos arenosos de alta eficiência (Mutti, 1979).



No sistema tipo II desenvolvem-se extensos corpos canalizados que passam gradativamente para lobos corrente abaixo (em direção a jusante). O sistema é quase todo constituído por canais, porém tende a apresentar lobos quando há um decréscimo no tamanho de grão dos sedimentos. Ajusta-se ao modelo de lobos arenosos de baixa eficiência (Mutti, 1979). Os canais e lobos encontram-se conectados.

O sistema tipo III caracteriza-se por pequenos canais preenchidos por areia fina a média, dentro de uma seqüência predominantemente argilosa, restrita as porções internas do sistema deposicional. Aparentemente este sistema pode ser comparado aos complexos de canais e diques marginais modernos.

Com relação à variação relativa do nível do mar os sistemas tipo I e tipo II desenvolvem-se em um nível de rebaixamento relativo do nível do mar, enquanto que o tipo III deposita-se durante uma ascendência relativa do nível do mar.

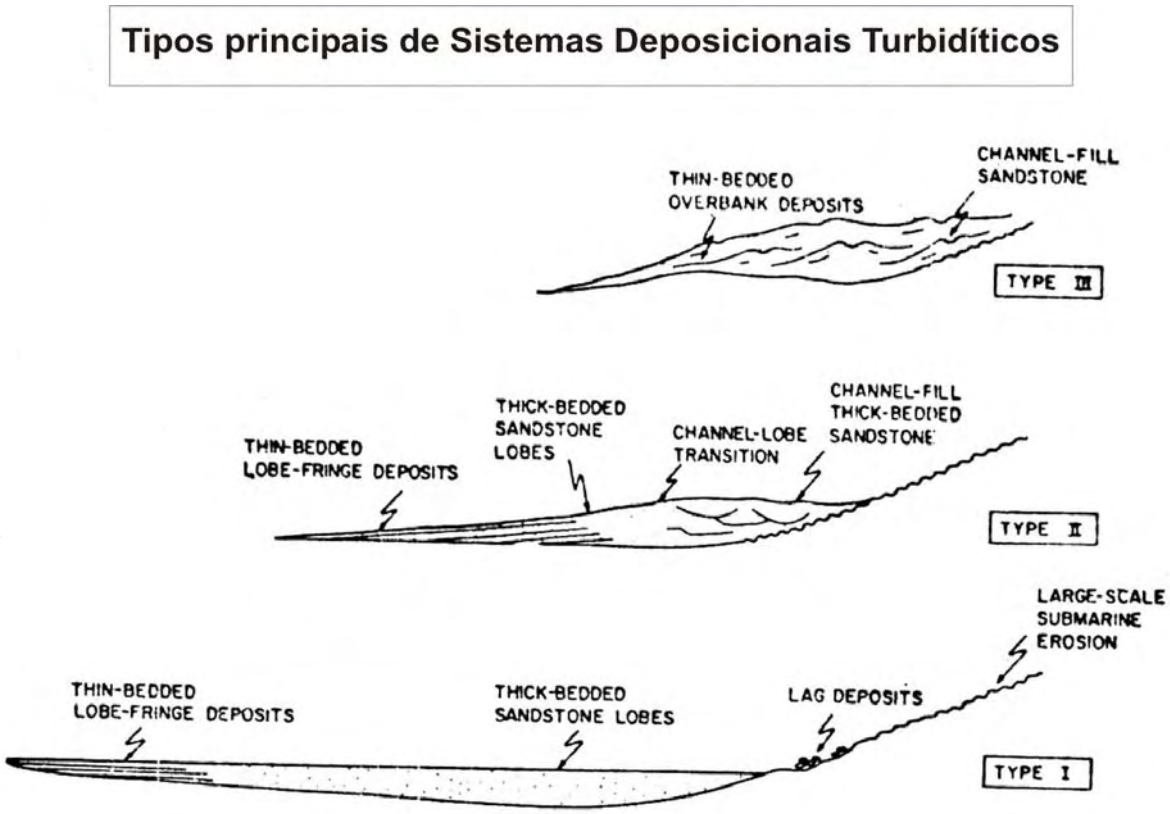


Figura 13: Modelo dinâmico de sedimentação turbidítica que se relaciona às variações relativas do nível do mar, e estabelece três tipos de sistemas deposicionais para os turbiditos (Mutti, 1985).

Reading & Richards (1994) propuseram um modelo bastante interessante, considerando os tipos de sistemas alimentadores (pontuais, múltiplos ou lineares) e o tamanho do grão presente no sistema turbidítico. A combinação dos tamanhos de grãos (ricos em lama, ricos em lama e areia, ricos em areia e ricos em

conglomerados) com os sistemas alimentares (pontuais, múltiplos e lineares) construíram 12 classes de leques submarinos.

Bruhn (1998) classificou os reservatórios brasileiros de águas profundas em 8 tipos principais. Abaixo são apresentados, em uma livre tradução (com os nomes originais em inglês entre parênteses) os tipos classificados por Bruhn (*op. cit*).

1) Complexo de canais, ricos em cascalho e areia (Gravel/sand-rich channel complexes - CC);
2) Lobos confinados em calhas, ricos em cascalho e areia (Confined, gravel/sand-rich lobes - GSLc);
3) Lobos não confinados, ricos em areia (Unconfined, sand-rich lobes - Sluc);
4) Lobos ricos em areia e argila (Sand/mud-rich lobes - SML);
5) Cunhas clásticas ricas em cascalho e areia (Gravel/sand-rich aprons - AP);
6) Hiperpicnitos lacustres, ricos em areia (Sand-rich, lacustrine density underflows - DU);
7) Depósitos de fluxos de detritos, ricos em areia e argila (Sand/mud-rich debris flows - DF);
8) Depósitos de correntes arenosas de fundo (Sand bottom currents - BC).

A importância relativa de cada um desses tipos de reservatórios na formação das reservas de petróleo no Brasil encontra-se ilustrada na figura 14.

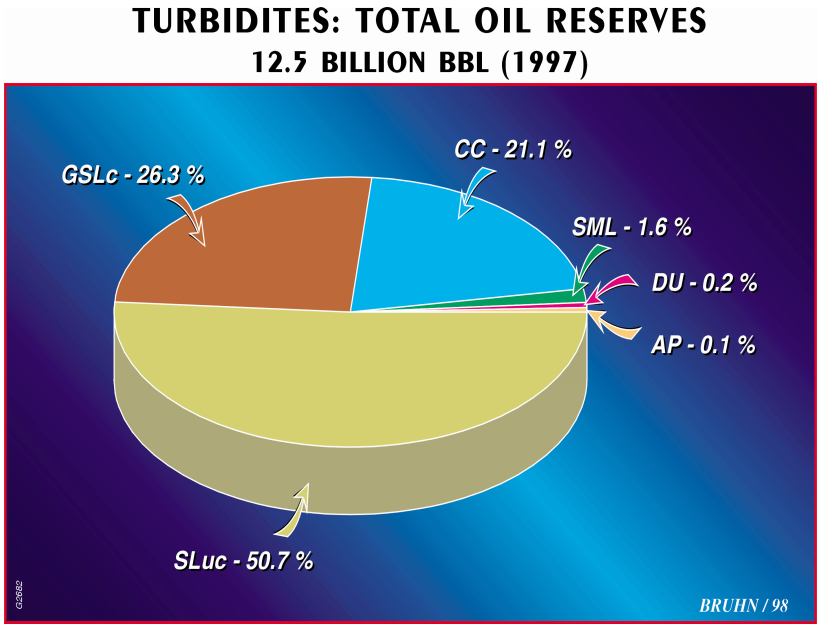


Figura 14: Gráfico da distribuição de reservas de petróleo segundo a classificação de Bruhn (1998).

A posição de cada um destes 8 tipos de reservatórios é mostrada numa seção esquemática (Figura 15), englobando todas as fases de evolução das bacias; fase rifte (lacustre), transicional e drifte (marinha).

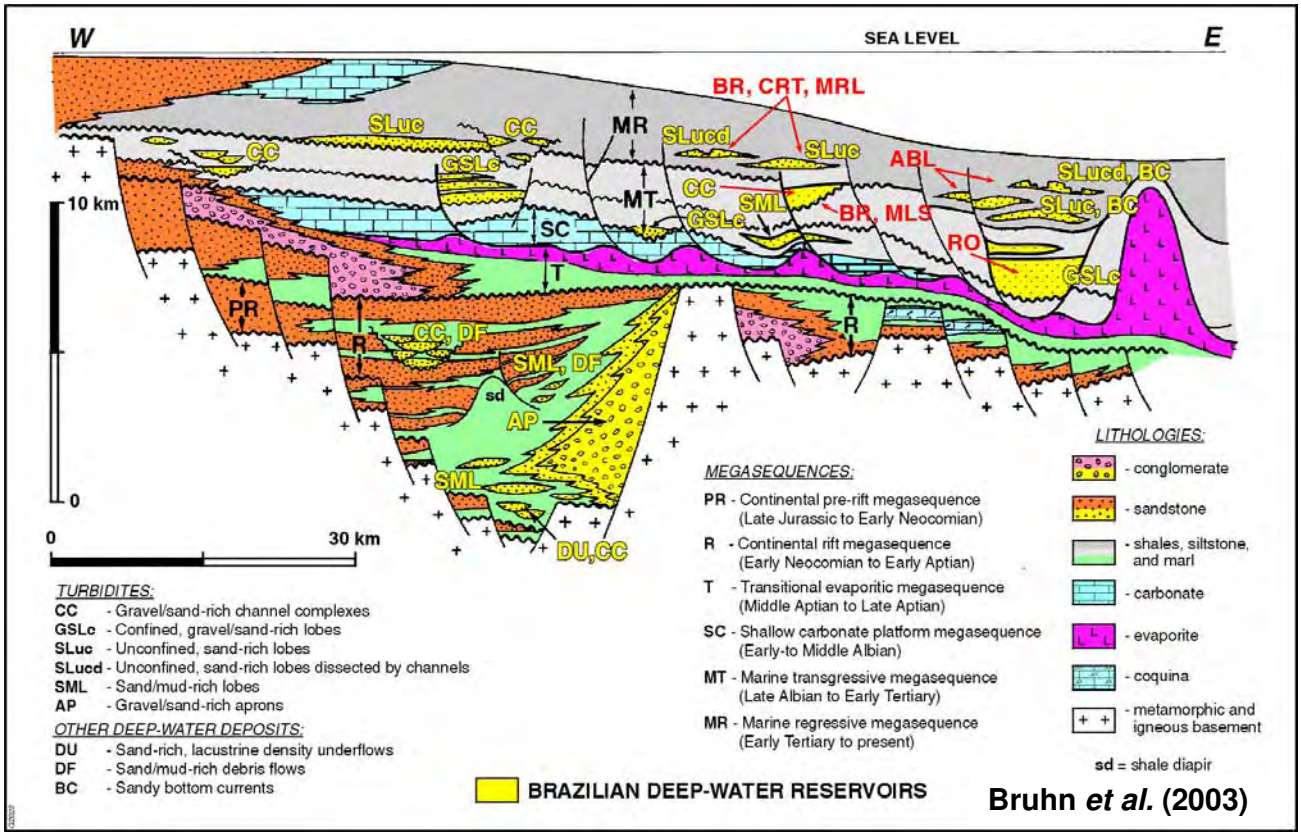


Figura 15: Seção geológica esquemática das bacias rifte e margem passiva da costa leste brasileira, mostrando a posição dos 8 tipos de reservatórios (Bruhn, 2003). As siglas em vermelho ilustram exemplos de campos de petróleo da Bacia de Campos: BR – Barracuda; CRT – Catratinga; MRL – Marlim; ABL – Albacora; MLS – Marlim Sul; RO – Roncador.

As características principais do contexto geológico, geometria e qualidade dos 8 tipos de reservatórios estão sumarizados na Tabela II a seguir (Bruhn, 1998; Bruhn *et al.*, 2003).

TIPOS	CONTEXTO GEOLÓGICO	GEOMETRIA DO RESERVATÓRIO	QUALIDADE DO RESERVATÓRIO
1. Complexos de Canais, ricos em cascalho e areia (CC)	Calhas no talude em áreas com aumento da declividade devido ao intenso falhamento e movimentação ascendente dos evaporitos Aptianos subjacentes (Paleoceno Superior e Eoceno Médio – Megassequência Marinha Transgressiva; Eoceno Médio, Oligoceno Inferior, Oligoceno Superior, transição do Oligoceno Superior/Mioceno Inferior, Mioceno Inferior – Megassequência Marinha Regressiva).	Preenchimento de canais: 10-50 m de espessura, 200-2.000m de largura (>90% estão entre 200-800m de largura), e 0,5->10km comprimento (> 90% são < 2km de comprimento). Complexos de canais: 20-100m de espessura, 1-6 Km de largura, e 1-> 10 Km de comprimento. Complexo de canais com geometrias complexas, multi-storied resultantes da amalgamação de muitos preenchimentos de canais com a preservação dos depósitos de overbank/levee e/ou dos depósitos de "background" entre os depósitos de preenchimento de canais.	Porosidade (Phi) e Permeabilidade (K) , contralda na maioria das vezes pela seleção e tamanho do grão. Valores médios típicos: Phi = 21% / K=400 mD.

TIPOS	CONTEXTO GEOLÓGICO	GEOMETRIA DO RESERVATÓRIO	QUALIDADE DO RESERVATÓRIO
2. Lobos confinados em calhas, ricos em cascalho e areia (GSLc)	Calhas no talude definidas pela subsidência associada a falhas lístricas condicionadas por evaporitos Aptianos, e erosão por turbiditos de alta densidade (Albiano/Cenomaniano, Turoniano/Coniaciano, Santoniano, Campaniano/Maastrichtiano – Megassequências Marinha Transgressiva)	Corpos de arenitos tabulares e lobos: 10-140m de espessura, 1-12 km de largura e 3->20 Km de comprimento. NTG >70%. Complexos de lobos podem alcançar espessuras superiores a 350 m.	Porosidade (Phi) e Permeabilidade (K) , contralda na maioria das vezes pela seleção e tamanho do grão: Phi= 15-20%/ K=100-800 mD (conglomerados e arenitos granulares); Phi = 18-22% / K = 300-1000 mD (Arenitos muito grossos); Phi = 24-32% / K = 100-900 mD (Arenitos finos a médios).
3. Lobos não confinados, ricos em areia (Sluc)	Amplas depressões em regiões com baixo gradiente (<1º), desenvolvidos pela movimentação das camadas evaporíticas Aptianas subjacentes (Eoceno Médio, Oligoceno Inferior, Oligoceno Superior, transição do Oligoceno Superior/Mioceno Inferior, Mioceno Inferior – Megassequência Marinha Regressiva)	Lobos: 5-60m de espessura, 1-8 km de largura, 2-12 km de comprimento. NTG >70%. Complexos de Lobos: espessuras superiores a 500m (Eoceno Médio), superiores a 150m (na transição Oligoceno Superior/ Mioceno Inferior), se espraiando por áreas acima de 500km^2 .	Porosidade (Phi) e Permeabilidade (K), relativamente homogênea, com uma pequena variação controlada principalmente pelo tamanho do grão e pela seleção: Phi= 27-32%/ K=1,000-2,500 mD
4. Lobos, ricos em areia e argila (SML)	Amplas depressões em regiões com baixo gradiente (<1º), desenvolvidos pela movimentação (saída) das camadas evaporíticas Aptianas subjacentes (Albiano Superior – Megassequência Marinha Transgressiva; Oligoceno Inferior, Oligoceno Superior, transição do Oligoceno Superior/Mioceno Inferior – Megassequência Marinha Regressiva.	Lobos: 2-20m de espessura, 1-20 km de largura, 2->20 km de comprimento. NTG <70%. Complexos de Lobos maiores com espessuras superiores a 120m.	Albiano Superior: grande variação na porosidade (Phi) e na permeabilidade (K), devido ao contrastante conteúdo de matriz argilosa e diagênese (história de soterramento e cimentação): Phi= 2-32%, K = <0.1-1.600 mD. Oligoceno Inferior, Oligoceno Superior e Transição Oligoceno Superior/Mioceno Inferior: porosidade (Phi) e permeabilidade (K) relativamente homogênea com pequena variação controlada principalmente pelo tamanho do grão e seleção: Phi = 27-32% /K = 1.000-2500 mD.
5. Cunhas clásticas, ricas em cascalho e areia (AP)	Margem de bacias falhadas, altamente subsidentes (Cretáceo Inferior, Megassequências do rifte continental e transicional)	Cunhas clásticas: espessuras superiores a 2km, larguras superiores entre 5-20 km e comprimentos maiores que 5-200Km.	Porosidade média baixa (<10%) e permeabilidade (< 1 mD), devido a pobre seleção e forte cimentação (particularmente por calcita)
6. Hiperpicnitos lacustres, ricos em areia (DU)	Calhas estreitas (<5 Km) limitadas por falhas, subparalelas às falhas de borda das bacias rifte lacustrinas (Cretáceo Inferior, Megassequência Rifte Continental).	Corpos arenosos tabulares ou mounded:. Espessuras superiores a 50m, larguras superiores a 600-1.200m e comprimentos maiores que 1.5-4.5 km. Sucessões ricas em areia com espessuras maiores que 420m.	Variação na porosidade e permeabilidade como função da história de soterramento e cimentação: Phi = 14-23% / K=100-500 mD.
7. Depósitos de fluxo de detritos, ricos em areia e argila (DF)	Calhas ou canyons limitados por falha. Originados a partir de deslizamentos/escorregamentos de sedimentos acumulados em deltas com talude íngreme (Cretáceo Inferior e Megassequência Rifte Continental)	Canais preenchidos ou mounds: 40-400m de espessura, 200-4,000m de largura e 0,8-5 km de comprimento. Complexos: espessuras superiores a 1.2 Km, larguras superiores a 20 Km e comprimento maiores que 60 km.	Baixa porosidade média (< 15%) e permeabilidade (< 1mD), devido ao alto conteúdo de argila (10-30 %)
8. Depósitos de corrente de fundo arenosas (BC)	Tipicamente recobrem os reservatórios Sluc em depressões nas porções superiores e média do talude associados com canyons que alimentam os sistemas turbidíticos ricos em areia. (Oligoceno/Mioeceno - Megassequência Marinha Regressiva).	Mounds alongados (transversais ao paleo talude): espessuras superiores a 35m, larguras superiores a 20km e comprimentos superiores a 25 km.	Porosidade e Permeabilidade mostram uma grande variação em função do conteúdo dos cimentos argilosos e calcíticos (Phi = maior que 30%, K= maior que 1.000mD).

Tabela II – Características principais dos 8 tipos de reservatórios das bacias rifte e margem passiva da costa leste brasileira (Bruhn, 1998; Bruhn *et al.* 2003).

CAPÍTULO 4 - PERFILAGEM DE POÇOS

4.1 Introdução

Perfis geofísicos são o registro, em função da profundidade, de qualquer propriedade determinante de uma rocha. Nos perfis geofísicos, as rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas, acústicas e radioativas. É comum encontrar na literatura a denominação genérica de perfis elétricos, independentemente do processo de medição utilizado.

Quando se pensa em perfilagem na indústria do petróleo, não imagina-se a importância do uso desta ferramenta na obtenção de informações de natureza geológica. Para entender tal importância, basta verificar algumas das vantagens na utilização de perfis geofísicos (Nery, 1990):

a) as profundidades nos perfis geofísicos são precisas, com erros admitidos de 0,05%;
b) cada descida da ferramenta pode ser realizada em um tempo relativamente curto, uma vez que a velocidade varia de 30 a 75 metros /minuto;
c) registro de 9 a 24 propriedades em uma só descida de sonda;
d) amostragens de detalhe, a depender do tipo de perfil (1 amostra/6" ou 1 amostra/1");
e) o fator humano é praticamente eliminado, uma vez que o aparelho registra as propriedades das rochas *in situ*. Já o geólogo, registra no perfil manual uma propriedade que ele supõe ser referente à profundidade da broca. Muitas vezes ocorrem desmoronamentos e as amostras analisadas pertencem a intervalos muito acima das profundidades realmente indicadas;
f) custo reduzido quando comparado a uma testemunhagem contínua.

Apesar dessas vantagens, é necessário dizer que em nenhum momento, deve se desprezar a rocha em função do perfil. O ideal seria uma conjugação das amostragens direta (testemunhos) e indireta (perfis geofísicos), mesmo considerando que estas operações são bastante onerosas e demoradas.

4.2 Breve Histórico

A perfilagem geofísica de poços iniciou-se por volta de 1869 quando Lord Kelvin, famoso por estudos de temperatura, perfilou um poço para água, utilizando uma ferramenta com termômetro acoplado (Hallenburg, 1988).

A utilização desta importante ferramenta permaneceu restrita a estudos acadêmicos, até que, em 1927, os irmãos Conrad e Marcel Schlumberger decidiram aplicar o método de eletroresistividade de superfície em um poço do campo francês de Pechelbronn. A reprodução da perfilagem, bem como uma fotografia do equipamento utilizado pelos irmãos Schlumberger estão ilustradas na figura 16. A partir desse, que foi o primeiro perfil elétrico realizado em um poço, a indústria da perfilagem começou a expandir e os seus serviços tornaram-se cada vez mais necessários e confiáveis.

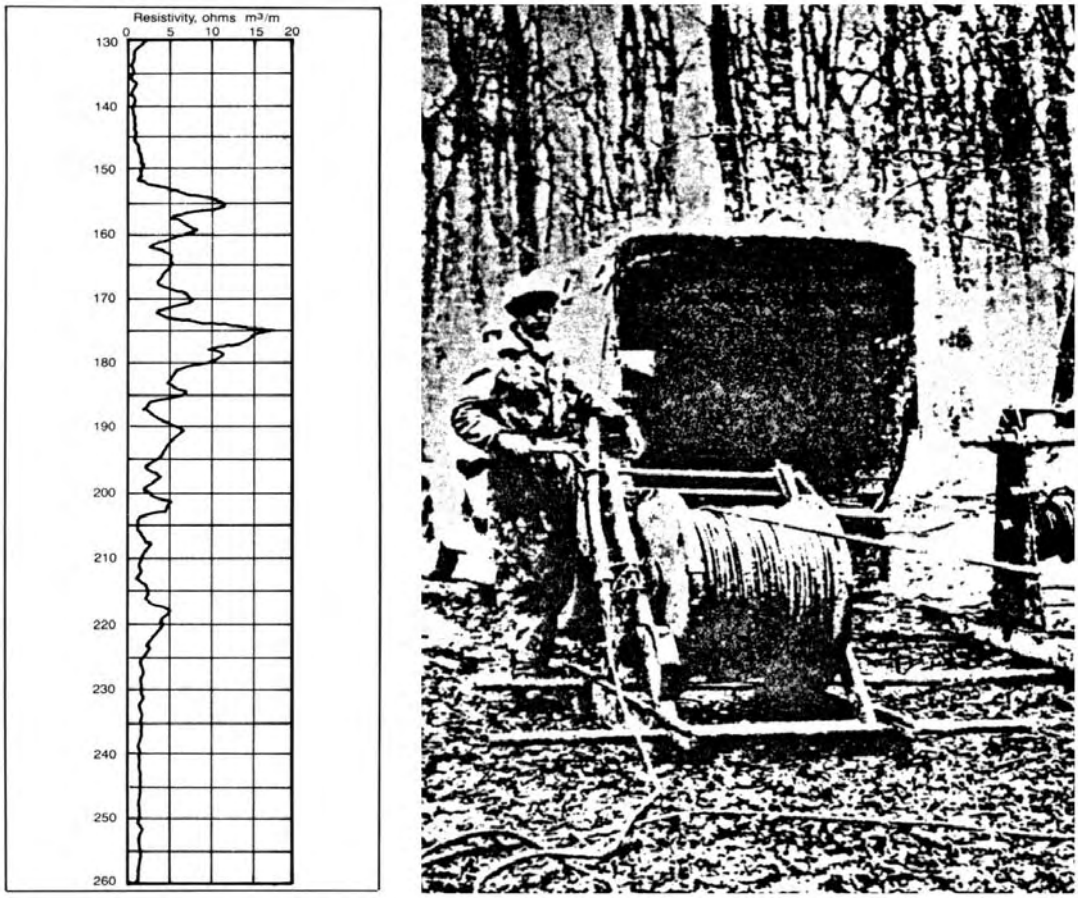


Figura 16: Reprodução do primeiro perfil geofísico (à esquerda) e foto do equipamento utilizado (à direita). Extraído de Hallenburg, (1988).

O primeiro perfil de raios gama foi feito em 1938, enquanto que o perfil de indução foi introduzido em 1949. O perfil neutrão poroso teve início em 1950, acrescentando um novo método para mensurar a porosidade. Os perfis acústicos datam de 1956 e se tornaram rapidamente a melhor forma de quantificar a porosidade. O perfil de densidade, iniciado em 1962, foi muito bem aceito devido ao alto grau de precisão das medidas.

No Brasil, a perfilagem de poços teve seu início na década de 1940, seguindo a tendência mundial de avaliar os reservatórios de hidrocarbonetos por meio de métodos geofísicos. Todas as aquisições de propriedades elétricas, acústicas e radioativas eram registradas de forma analógica e reproduzidas em filmes e cópias em papel.

Em função do incremento da atividade exploratória no país nas décadas de 1970/80, houve a necessidade de adquirir unidades informatizadas, que permitissem o registro digital dos dados e a utilização conjunta de ferramentas. Dessa forma, as operações de campo tornaram-se mais rápidas e eficientes, com a aquisição em uma só descida, de todos os perfis constantes do conjunto básico empregado pela Petrobrás (Rodriguez *et al.*, 1998).

4.3 Perfis Geofísicos: Conceitos Básicos

Para se obter o registro das propriedades elétricas, acústicas e radioativas das rochas são necessários instrumentos especiais, no caso, sensores, que registram as propriedades e as enviam para superfície. Essas respostas chegam à superfície por meio dos condutores internos do cabo, para processamento dentro da unidade ou do caminhão laboratório (Figura 17). Nessa última etapa, os dados provenientes das sondas são medidos e transformados por uma série de complexos circuitos elétrico-eletrônicos, gerando o perfil geofísico (Schlumberger, 1987).

Figura 17: Desenho pictórico ilustrando a obtenção de Perfis Geofísicos.

Os tipos de perfis descritos a seguir são os mesmos do programa de perfilagem básico executado na Petrobrás. São eles: perfis de Raios Gama (GR ou RG),

Indução (ILD); Sônico (ΔT); Densidade Total (ρb) e Neutrão Poroso (NPHI).

4.3.1 Perfil Raios Gama (GR ou RG)

O perfil raios gama permite quantificar a radioatividade natural das rochas, sendo um dos perfis mais usados na correlação de poços. Nas rochas sedimentares permite distinguir folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos. Também não se pode esquecer que algumas rochas não argilosas, enriquecidas por minerais ou fluidos radioativos, podem afetar a leitura, confundindo o intérprete. O padrão de variação da forma e do traçado desse perfil refletem as variações litológicas nos pacotes rochosos conforme ilustra a figura 18 (Serra, 1985). A grande vantagem deste perfil em relação ao perfil SP é sua utilização em poços com revestimento, com lama de perfuração não condutora (à base de óleo), ou mesmo sem fluido de perfuração.

A unidade de medida é expressa em padrão API (Americam Petroleum Institute), que representa uma normalização das antigas unidades, no qual se calibra a ferramenta medindo a radioatividade de uma rocha que contém quantidades conhecidas de Urânio, Tório e Potássio.

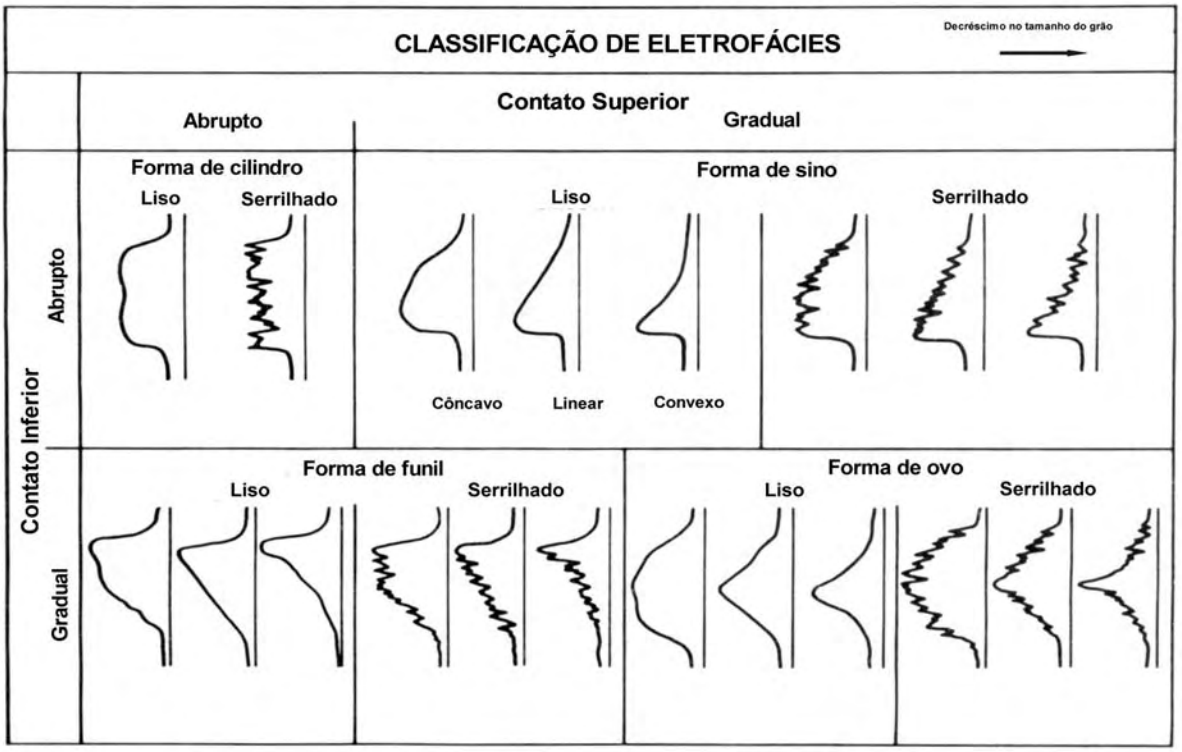


Figura 18: Classificação de eletrofácies com base nas formas genéricas dos perfis Raios Gama (GR) e Potencial Espontâneo (SP). Modificado de Serra (1985).

4.3.2 Perfil de Indução (ILD)

O perfil de indução é semelhante ao perfil elétrico convencional, pois também mede a resistividade (1/condutividade) das rochas atravessadas pelo poço. Conforme o próprio nome do processo indica, elétrico-indução, este perfil incorpora uma parte do antigo perfil elétrico convencional (ES), adicionando bobinas receptoras e transmissoras à ferramenta. O princípio de funcionamento consiste de um transmissor-oscilador que propaga um campo magnético, o qual induz uma corrente nas formações. A corrente, por sua vez, gera um campo magnético que é detectado por uma bobina receptora acoplada a um amplificador. O sinal detectado pela bobina receptora é proporcional à condutividade da formação (Souza, 1985).

As principais vantagens da sua utilização sobre o elétrico-convencional são apresentadas a seguir:

a) é o único perfil que mede resistividade capaz de ser registrado em poços perfurados com fluidos não condutivos (ar ou óleo);
b) possui dispositivo focalizador que aumenta a profundidade de investigação, minimizando a influência dos fluidos sobre a resistividade medida.

A unidade de medida da resistividade é expressa em ohms por metro quadrado por metro, ou simplesmente ohms.metro.

4.3.3 Perfil Sônico (ΔT)

O perfil sônico é o registro do tempo de trânsito do sinal sonoro, nas rochas atravessadas pelo poço. O princípio básico deste perfil requer um transmissor que emite pulsos sonoros, que se difundem pela formação, e ativam sucessivamente os receptores acústicos, afastados 1 pé entre si, e que registram os sinais recebidos da formação. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação, apresentada geralmente na escala de 140-40 μs/pé.

O tempo de trânsito, ao contrário da velocidade, é maior nos meios menos densos. Portanto, ao se considerar duas rochas semelhantes, aquela que contiver maior quantidade de líquido dentro de seus poros (maior porosidade) apresentará um tempo de trânsito maior do que aquele de menor volume de fluidos (menor porosidade).

Nota-se que a grande vantagem do perfil sônico provém da relação direta existente entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha, e sua porosidade. No entanto, é necessário tomar alguns cuidados com esse tipo de perfil, pois em poços com diâmetro muito grande o tempo de trânsito pode ser elevado, porém não representando a porosidade da formação.

4.3.4 Perfil Densidade Total (ρb)

O perfil de densidade total é o registro contínuo das variações de densidade das rochas. Segundo Sá & D´Abbadia (1986) para mensurar essa propriedade é utilizada uma ferramenta que emite um feixe monoenergético de raios gama, que se chocam contra os elétrons da formação de acordo com o efeito Compton. Os raios gama dispersos são medidos por um detector, e o seu número é proporcional à densidade eletrônica da formação (ρe) que, por sua vez, reflete a densidade total da formação (ρb), pela equação:

$\rho e = \rho b\ (2Z/A)$; onde: Z = número atômico
A = massa atômica

No perfil de densidade, também é possível calcular a porosidade segundo a equação:

$\rho b = \rho f\ .\ \phi + \rho ma\ (1 - \phi)$

$\phi = \rho b - \rho ma\ /\ \rho f - \rho ma$

Onde: ρma = densidade da matriz (g/cm^3)

ρf = 1 a 1,1 (g/cm^3)

ρb = lido no perfil

Tabela III: Valores de densidade da matriz:

Arenito	2,65
Arenito calcífero	2,68
Calcário	2,71
Dolomita	2,87

A apresentação do perfil de densidade total (ρb) exibe valores crescentes da esquerda para direita, variando de 2,00 até 3,00 g/cm^3. Sua utilização compreende desde o cálculo de porosidade, conforme visto acima, até a identificação de litotipos e zonas de gás (em confronto com o neutrão poroso).

4.3.5 Perfil Neutrão Poroso (NPHI)

O perfil Neutrão Poroso responde ao teor de hidrogênio das formações, a qual reflete diretamente a porosidade. Por definição, os nêutrons são partículas subatômicas, eletricamente neutras e de massa quase igual à do hidrogênio. As ferramentas neutrônicas são constituídas por uma fonte de nêutrons que emitem pulsos de alta velocidade (10.000 Km/s e 2 Mev). Os nêutrons "furam" a eletrosfera e colidem diretamente com os núcleos dos elementos presentes na rocha, perdendo mais energia quando colidem com átomos que tenham aproximadamente o seu tamanho, no caso, o hidrogênio. Ao perder energia por choques sucessivos, o nêutron é capturado pelo núcleo do átomo, que fica excitado e emite raios gama de alta energia (Souza, 1985).

A detecção da radioatividade e o conseqüente produto final dependerão do tipo de ferramenta utilizada. Isto é, dentre os tipos de ferramentas neutrônicas, existem no mercado as que são constituídas por um (GNT e SNP), dois (CNT) ou quatro (CNT-g) detectores (Nery, 1990).

Os perfis neutrônicos não obsoletos são calibrados diretamente em matriz (calcário) e fluido (água) conhecidos. Este procedimento visa minimizar o efeito da litologia, em casos cujo litotipo sob análise seja diferente do litotipo calibrado (Nery, 1990).

As leituras do perfil Neutrão são expressas em percentuais de porosidade, crescendo da direita para esquerda, com o zero de ϕn geralmente coincidente com o valor de ρb igual a 2,75 g/cm^3.

Uma grande vantagem deste perfil é registrar diretamente as porosidades das rochas, tanto em poço aberto como em poço revestido. Sua utilização abrange tanto a determinação da porosidade e interpretação litológica, quanto a detecção de zonas contendo hidrocarbonetos leves ou gás.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA

5.1 Introdução

A análise estratigráfica dos reservatórios turbidíticos do Campo de Namorado foi dividida em duas etapas. A primeira etapa teve como base as informações 1D, obtidas a partir da suíte básica de curvas raios gama (GR), densidade total (RHOB), neutrão poroso (NPHI), indução (ILD) e sônico (DT). A calibração com as descrições dos testemunhos foi realizada em intervalos específicos, uma vez que tal amostragem tem custo elevado e é feita apenas para as zonas de interesse. A segunda etapa baseou-se na correlação dos poços e no rastreamento dos reservatórios turbidíticos por meio de seções estratigráficas.

5.2 Síntese do Contexto Estratigráfico

Os arenitos turbidíticos de idade eocenomaniana, denominados informalmente de Arenitos Namorado, sobrepõem uma discordância erosiva que os separam da Formação Macaé Inferior, de idade albiana. Tal unidade representa uma sedimentação rasa e dominantemente química, composta por calcirruditos, calcarenitos, calcissiltitos e calcilutitos. Os Arenitos Namorado são sobrepostos pela Formação Ubatuba do Grupo Campos, do Coniaciano/Santoniano, composta essencialmente por folhelhos e margas de ambiente de água profunda.

Também é válido ressaltar que os Arenitos Namorado encontram-se intercalados por uma alternância rítmica de calcilutitos, margas e folhelhos.

Um exemplo da literatura que ilustra muito bem esse contexto pode ser visualizado na figura 19, no qual o autor considera os perfis elétricos do poço 3NA-2-RJS do Campo de Namorado, como sendo típico de um reservatório produtor depositado dentro da seqüência hemipelágica.

5.3 Base de Dados e Método de Análise

Na primeira etapa da análise estratigráfica, foram analisados todos os perfis elétricos dos poços disponíveis na área em questão (Tabela III). Imagens em

arquivos binários, formato tif, contendo informações a respeito das descrições de testemunhos fornecidas pela Petrobrás, foram utilizadas para calibrar os perfis.

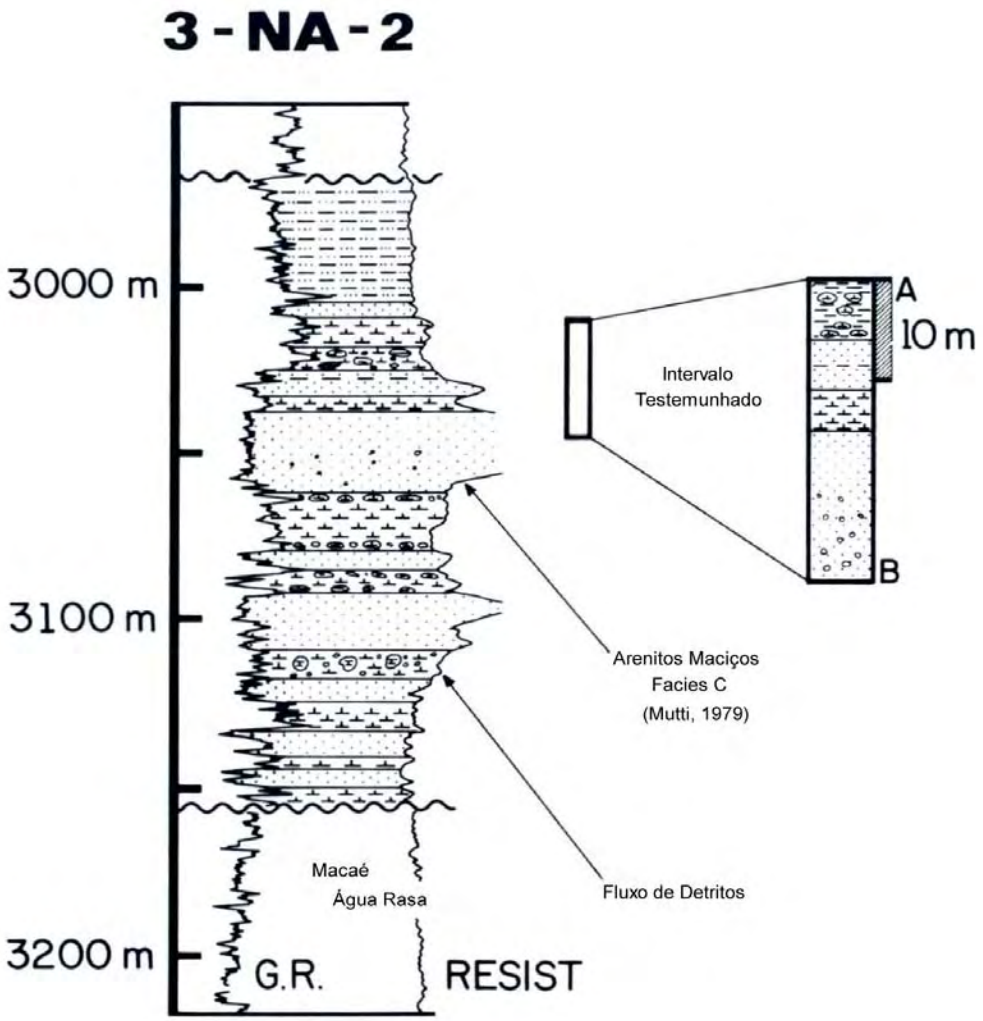


Figura 19: Perfis elétricos dos reservatórios turbidíticos da seqüência hemipelágica, Campo de Namorado. Modificado de Guardado (1989).

A correlação rocha X perfil permitiu reconhecer as respostas dos diversos perfis frente a cada tipo litológico, auxiliando na delimitação do topo e da base do intervalo de estudo, fácies reservatório e não reservatório (Figura 20). É importante notar que as profundidades do sondador e da perfilagem tiveram boa correspondência, não sendo necessário um ajuste para posicioná-las corretamente.

Baseado nesse ajuste rocha x perfil foram estabelecidos alguns critérios para a delimitação do intervalo. O topo aparece muito bem marcado pela presença de uma rocha selante, que expressa uma feição positiva na curva de raios gama. A base é definida pela diminuição nos valores do perfil de raios gama e,

principalmente pelo aumento brusco nos valores do perfil de densidade, que reflete o contato abrupto entre os Arenitos Namorado e os calcários da Formação Macaé.

A identificação das fácies reservatório foi realizada com base na resposta dos perfis densidade e neutrão que apontam uma inversão entre as curvas devido à escala adotada na indústria do petróleo. Os demais litolotipos, folhelhos e margas, são as denominadas rochas não-reservatórios, sendo difícil diferenciá-las a partir das curvas fornecidas.

SIGLA DO POÇO	RAIOS GAMA (GR)	INDUÇÃO (ILD)	SÔNICO (DT)	DENSIDADE (RHOB)	NEUTRÃO (NPHI)
3NA-0001A-RJS	x	x	x	x	x
3NA-0003-RJS	x	x	x	x	
3NA-0003D-RJS	x	x	x	x	x
3NA-0004-RJS	x	x	x	x	x
3NA-0006D-RJS		x		x	x
7NA-0007-RJS	x	x	x	x	x
7NA-0008D-RJS	x	x	x	x	x
7NA-0015D-RJS	x	x		x	x
8NA-0018D-RJS	x	x		x	x
7NA-0026D-RJS	x	x		x	x
7NA-0028D-RJS	x	x		x	x
7NA-0030D-RJS	x	x		x	x
8NA-0032D-RJS	x	x		x	x
8NA-0033D-RJS	x	x		x	x
7NA-0034D-RJS	x	x		x	x
7NA-0035D-RJS	x	x		x	x
7NA-0037D-RJS	x	x	x	x	x
8NA-0039D-RJS	x	x		x	x
7NA-0041D-RJS	x	x		x	x
7NA-0044D-RJS	x	x		x	x
7NA-0046D-RJS	x	x		x	x
7NA-0053D-RJS	x	x		x	x
1RJS-0019-RJ	x	x	x	x	x

Tabela IV: Relação dos poços e das curvas utilizadas na análise estratigráfica. Os poços em destaque contém descrições de testemunhos.

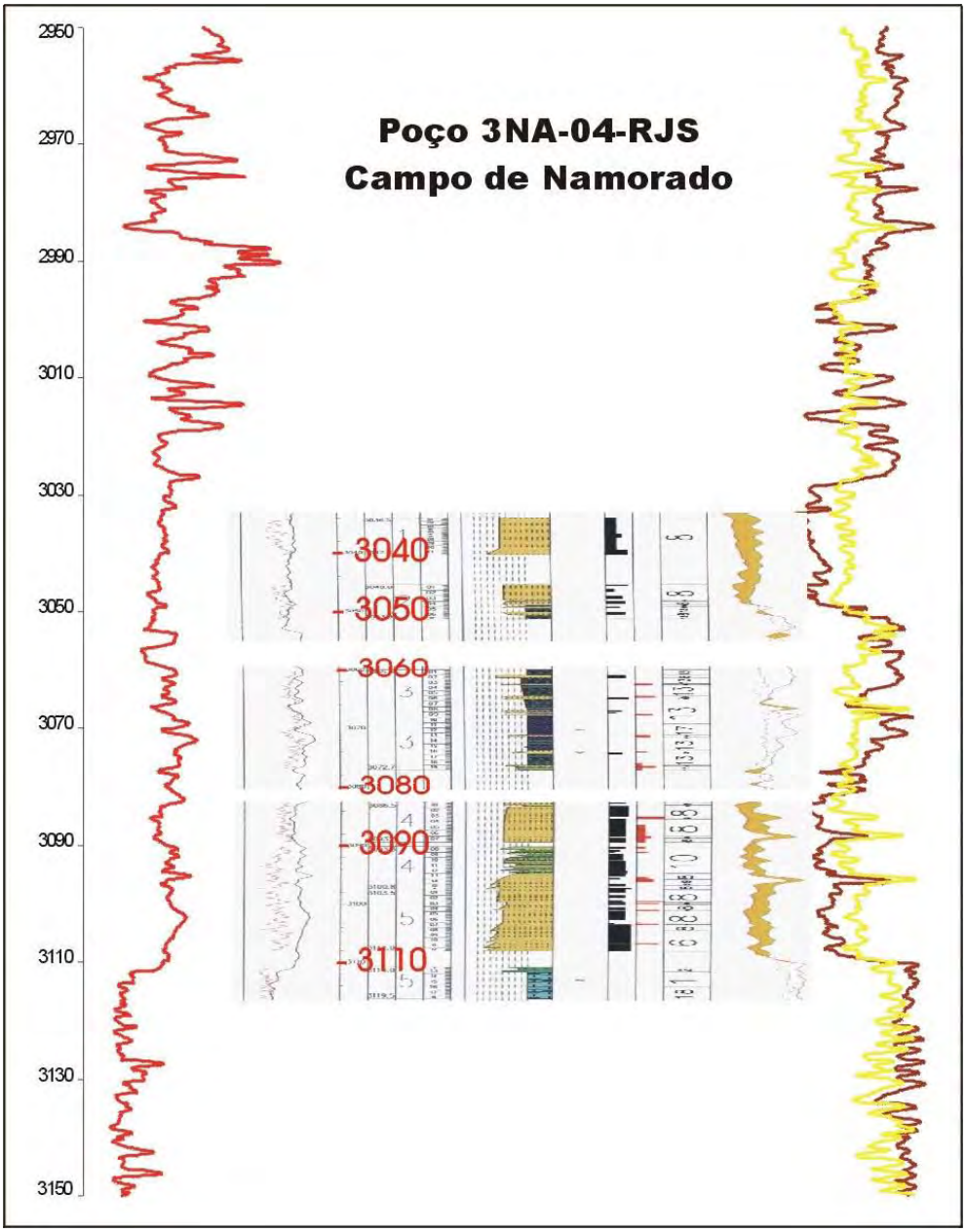


Figura 20: Exemplo de como se procedeu a calibração dos perfis geofísicos com as descrições de testemunhos.

Tal fato não representa um problema, pois a identificação dessas rochas não se inclui nos objetivos do presente trabalho.

Um exemplo de como se procedeu à identificação dos limites e das litofácies é mostrado na figura 21, onde é apresentado um perfil litofaciológico, interpretado a partir da suíte básica de curvas do poço 3NA-04-RJS. Neste poço foi possível delimitar a base e o topo do pacote Namorado, bem como suas fácies-reservatório e não-reservatório.

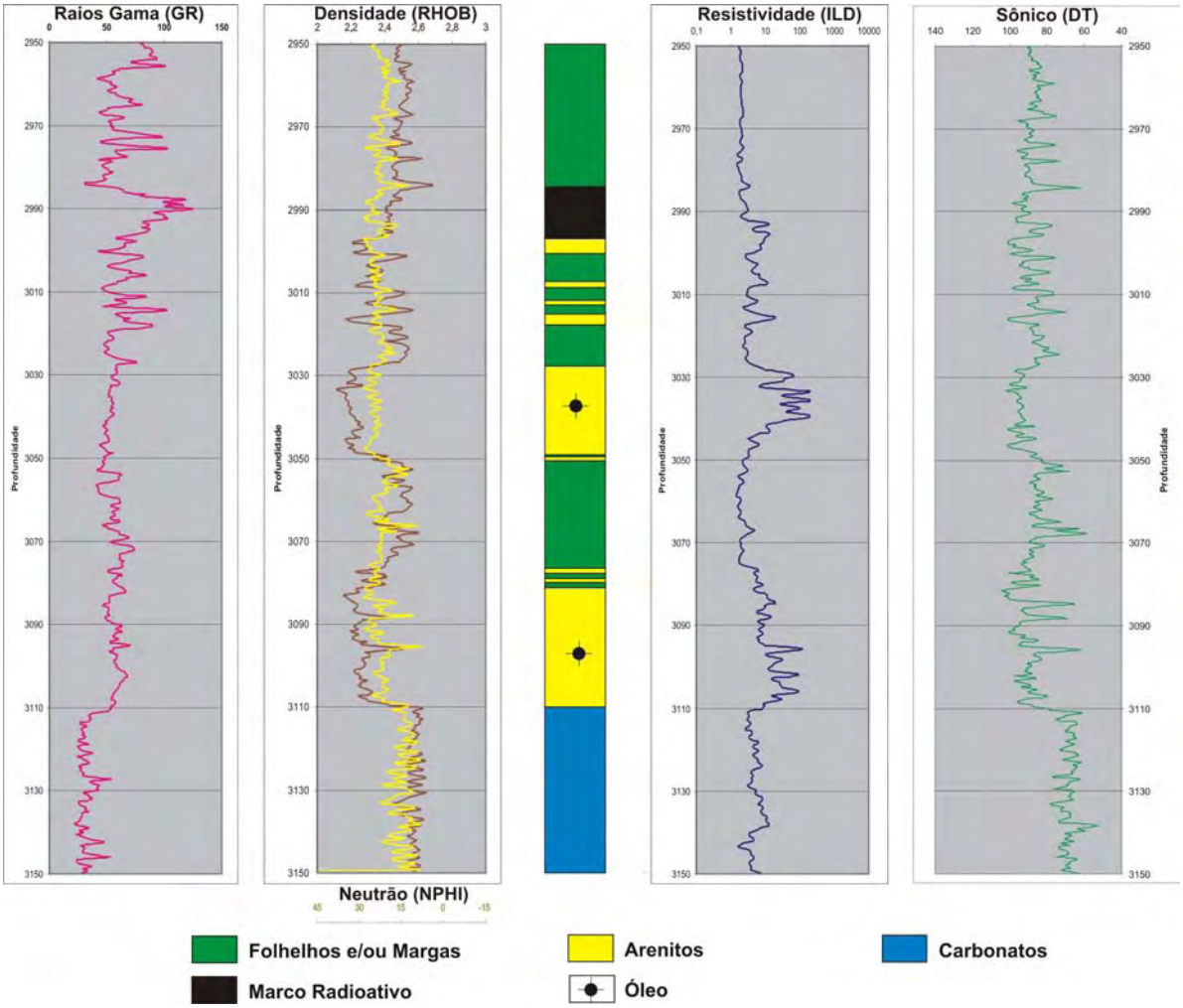


Figura 21: Perfil litofaciológico seqüencial do poço 3NA-04-RJS.

A segunda etapa da análise estratigráfica baseou-se na correlação dos poços para delimitação do intervalo e rastreamento dos vários corpos de arenitos definidos na primeira etapa. Com este intuito, foram elaboradas cinco seções estratigráficas de detalhe (Figuras 22, 23, 24, 25 e 26).

O primeiro passo, e o mais importante, na confecção das seções estratigráficas foi a escolha do *datum*, no caso, o marco radioativo que corresponde a uma superfície de inundação máxima. Sua escolha ocorreu devido à sua assinatura característica em todos os poços e ao caráter menos diácrono que as discordâncias, pois estas últimas podem envolver expressivos períodos de exposição subaérea e/ou prolongados eventos de erosão. Esse marco estratigráfico é composto por folhelhos radioativos, com intercalações subordinadas de margas e calcilutitos, e apresenta uma espessura média da ordem de 20 metros. Sua

existência facilita a correlação em nível de unidade genética dentro da Formação Macaé Superior.

Na tentativa de obter uma melhor definição e compreensão da geometria dos corpos arenosos presentes na área buscou-se fazer o recobrimento mais representativo possível, com as seções estratigráficas alinhadas aproximadamente nas direções longitudinais (*dip*) e transversais (*strike*) à direção regional de deposição do Arenito Namorado.

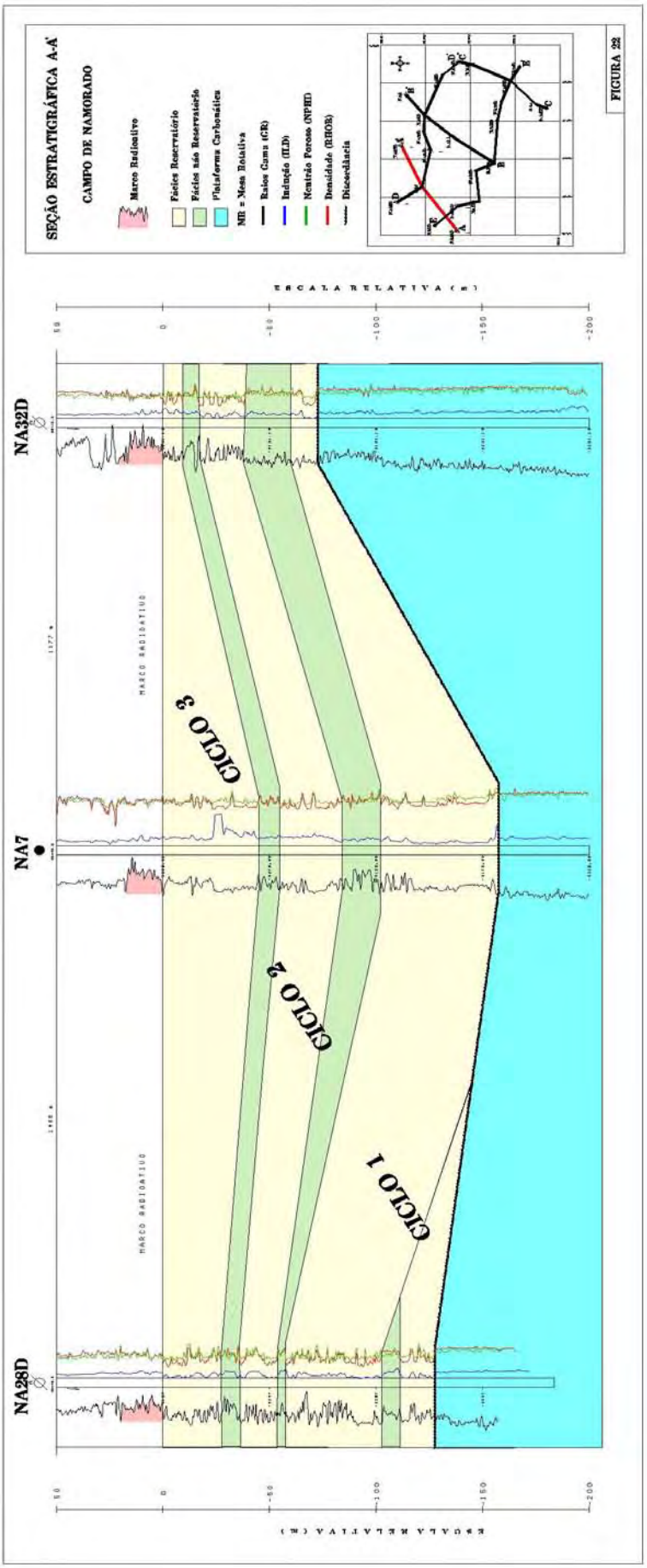
Devido à escala de trabalho, os pacotes de fácies reservatórios e não reservatórios, interpretadas nas seções geológicas, foram definidas com base na predominância de uma ou outra. Assim, delgadas camadas de fácies não reservatório, dentro de um intervalo de fácies predominantemente reservatório, foram ignoradas. O mesmo ocorre para delgadas camadas de fácies reservatório em um intervalo de fácies não reservatório.

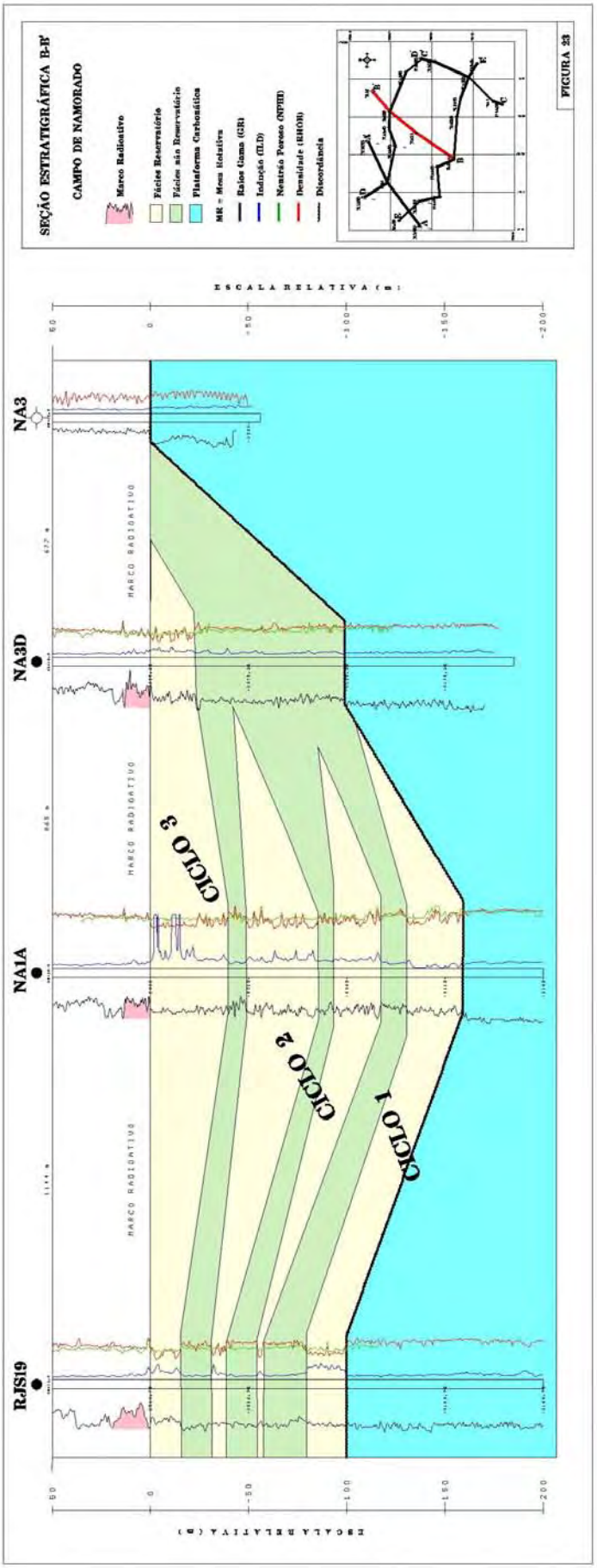
5.4 Resultados

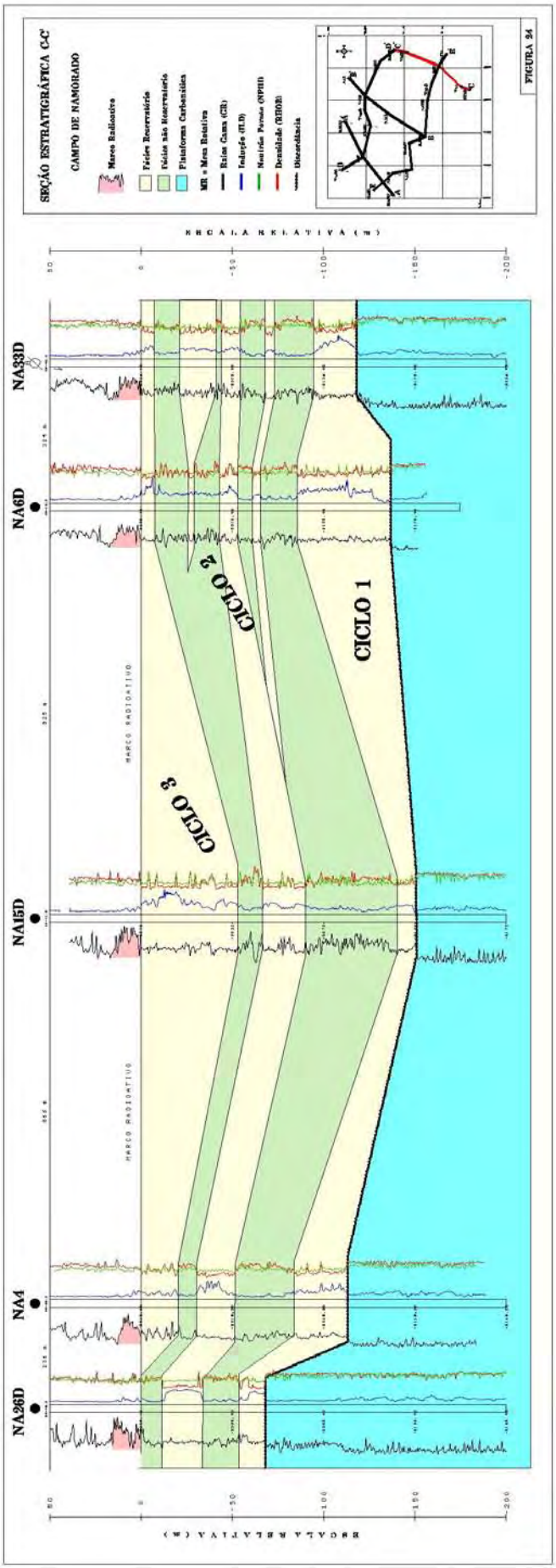
No intervalo de estudo foram identificados basicamente três grandes ciclos de deposição para o Arenito Namorado, aqui denominados: ciclo basal ou da base, intermediário e ciclo do topo. Algumas seções aparentam ter quatro ou mais ciclos, no entanto estes podem ser atribuídos a ciclos maiores na porção intermediária e do topo.

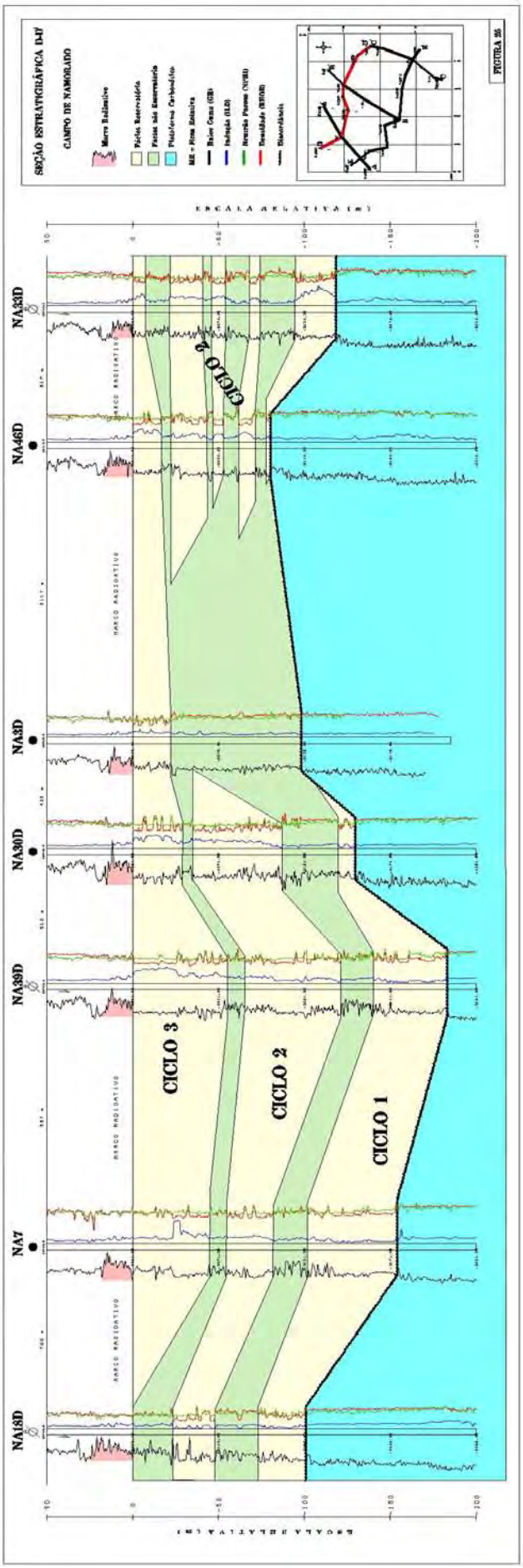
Cabe salientar que na interpretação das seções estratigráficas foram considerados os seguintes aspectos: as fácies-reservatório que compõem o ciclo do topo correspondem ao primeiro arenito situado abaixo do *datum*, enquanto que as fácies-reservatório que compõem o ciclo basal correspondem aos arenitos posicionados acima da plataforma carbonática, identificada nos perfis.

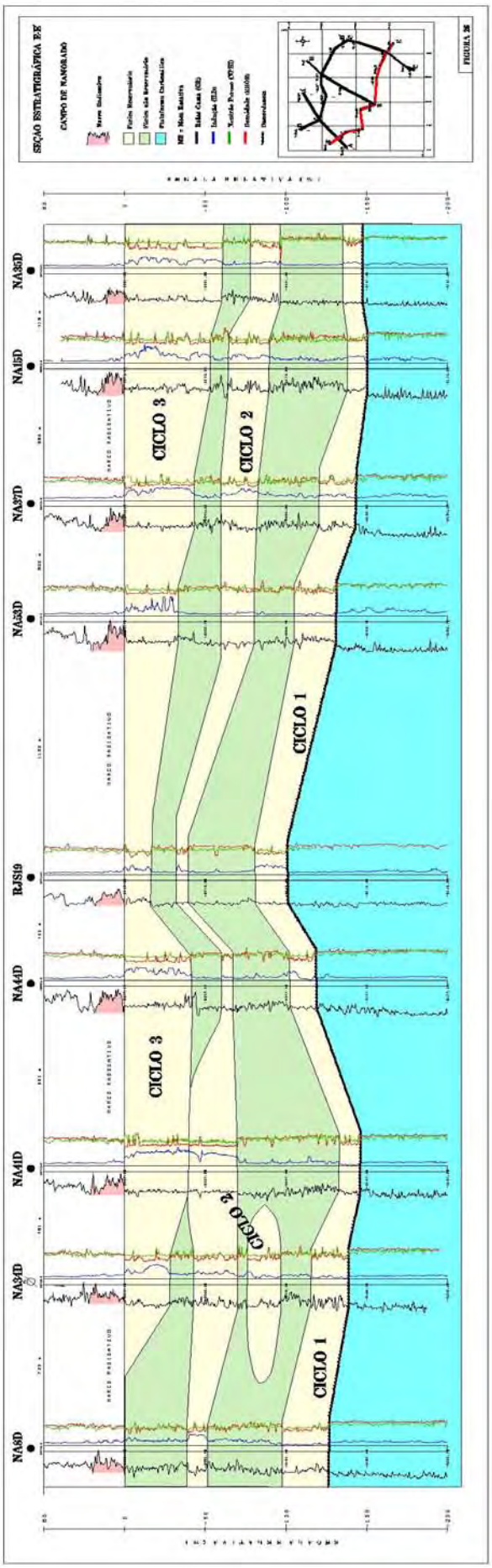
De acordo com o grau de detalhe utilizado na confecção das seções estratigráficas foi possível individualizar distintas fácies-reservatório, haja visto que foram identificadas fácies não-reservatório, compostas por margas e/ou folhelhos, que apresentassem distribuição em área suficientemente ampla, possibilitando a separação.


SEÇÃO ESTRATIGRÁFICA A-A'
CAMPO DE NAMORADO
Marco Radioativo
Fácies Reservatório
Fácies não Reservatório
Plataforma Carbonática
MR = Mesa Rotativa
Raios Gama (GR)
Indução (ILD)
Nêutrão Poroso (NPHI)
Densidade (RHOB)
Discordância
FIGURA 22
NA28D
NA7
NA32D
MARCO RADIOATIVO
MARCO RADIOATIVO
CICLO 1
CICLO 2
CICLO 3
ESCALA RELATIVA (m)
ESCALA RELATIVA (m)


SEÇÃO ESTRATIGRÁFICA B-B'
CAMPO DE NAMORADO
Marco Radioativo
Fácies Reservatório
Fácies não Reservatório
Plataforma Carbonática
MR = Mesa Relativa
Raios Gama (GR)
Indução (ILD)
Neutrão Poroso (NPHI)
Densidade (RHOB)
Discordância
FIGURA 23
ESCALA RELATIVA (m)
NA3
NA3D
NA1A
RJS19
MARCO RADIOATIVO
CICLO 3
CICLO 2
CICLO 1


SEÇÃO ESTRATIGRÁFICA CC'
CAMPO DE NAMORADO
Marco Radioativo
Fácies Reservatório
Fácies não Reservatório
Plataformas Carbonáticas
MR = Marco Relativo
Raios Gama (GR)
Indução (ILD)
Neutrão Poroso (NPHI)
Densidade (RHOB)
Discordância
FIGURA 34
ESCALA RELATIVA (m)
NA26D
NA4
NA15D
NA6D
NA33D
MARCO RADIOATIVO
MARCO RADIOATIVO
CICLO 3
CICLO 2
CICLO 1
50
0
-50
-100
-150
-200


SEÇÃO ESTRATIGRÁFICA D-D'
CAMPO DE NAMORADO
FIGURA 25
NA33D
NA46D
NA3D
NA30D
NA39D
NA7
NA18D
CICLO 2
CICLO 3
CICLO 2
CICLO 1


SEÇÃO ESTRATIGRÁFICA E-E'
CAMPO DE NAMORADO
NA8D
NA34D
NA41D
NA44D
RJS19
NA53D
NA37D
NA15D
NA35D
CICLO 1
CICLO 2
CICLO 3

Nas seções transversais ao mergulho (*strike*) é possível observar grandes feições de calha, as quais possibilitam definir (seção B-B') e inferir (seções A-A' e C-C') alguns limites principais da distribuição espacial do Arenito Namorado.

Na seção B-B' não foram reconhecidas as fácies reservatório dos ciclos basal e intermediário no poço 3NA-3D-RJS. No poço 3NA-3-RJS constatou-se ausência completa dos ciclos.

Nas seções estratigráficas A-A', B-B' e C-C', as fácies reservatório pertencentes aos três ciclos, apresentam uma tendência geral de concentrar as maiores espessuras nos baixos relativos. A fácies reservatório da base da seção estratigráfica C-C' mostra um grande acúmulo de corpos arenosos no poço 3NA-6D-RJS, podendo essa acumulação estar associada à ocorrência de uma depressão estrutural associada a falhamentos normais adiastróficos, ou atribuído ao eixo de deposição de um canal. Caso a acumulação esteja associada a um eixo deposicional, observa-se que houve migração deste para a região onde situa-se o poço 7NA-15D-RJS, no qual é bem maior a espessura da fácies reservatório do topo.

Também nas seções transversais ao mergulho, há um nítido predomínio do conjunto de fácies reservatórios sobre as fácies não-reservatório no talvegue da calha, implicando em uma elevada razão arenito/folhelho.

Nas seções longitudinais ao mergulho (*dip*), foi possível mapear com facilidade a quebra nos perfis que identifica a passagem da plataforma carbonática para as fácies reservatórios, pertencentes ao ciclo da base. Os baixos relativos identificados nessa superfície também concentram as maiores espessuras dos ciclos.

Na seção estratigráfica D-D', apenas o poço 3NA-3D-RJS não apresentou os ciclos basal e intermediário que pode estar relacionado, muito provavelmente, a um suposto alto relativo que desviou o fluxo gravitacional de sedimentos para outra porção do campo, conforme observado na seção.

A fácies reservatório pertencente ao ciclo do topo apresenta grande continuidade lateral mostrando que o alto relativo presente nos ciclos anteriores perde a expressão, praticamente não havendo mais barreiras à deposição das areias, conforme ilustrado nas seções estratigráficas D-D' e E-E'. A maior continuidade lateral desse ciclo pode estar associada a um menor grau de confinamento da calha receptora.

O conjunto de fácies-reservatório presentes nas seções estratigráficas D-D' e E-E' apresenta tendência geral de espessamento para o topo. A interpretação dessas expressivas seções permitiu a visualização do arcabouço estratigráfico em quase toda área do Campo de Namorado.

A assinatura característica do marco radioativo em perfis elétricos está presente em todos os poços com exceção do poço 3NA-3-RJS, onde foi possível identificar apenas a quebra que delimita a plataforma carbonática. Sua ausência pode ser atribuída a eventos de erosão, não deposição ou a ocorrência de falhamentos.

A análise do empilhamento vertical e distribuição lateral das fácies reservatórios em todas as seções estratigráficas mostrou que estas distribuem-se espacialmente em forma de espessos pacotes de arenitos com forma lobada/tabular, alcançando espessuras de até 55 metros, e grande continuidade lateral, da ordem de alguns quilômetros. Localmente seria possível encontrar depósitos de preenchimento de canal, como sugerido pelo poço NA-34D.

A individualização dos três ciclos de fácies reservatório proporcionou um zoneamento satisfatório, dentro da escala de trabalho adotada.

5.5 Discussão

Com base nas seções estratigráficas foi possível constatar que o sistema arenoso do Campo de Namorado depositou-se sobre um substrato irregular devido provavelmente à intensa halocinese vigente a época da deposição das areias. O trabalho de Bruhn & Walker (1995) confirma esta afirmação, explicando que como conseqüência dessa intensa movimentação do sal, iniciada no Aptiano, foi formado um denso sistema de falhas normais lístricas que controlaram todo o desenvolvimento de *canyons* e a deposição dos turbiditos.

No intervalo estudado foram definidos dois sistemas deposicionais baseados na geometria e distribuição lateral dos estratos: 1) sistema arenoso de lobos canalizados; e 2) sistema argilo-carbonático, formados por deposição marinha contínua, de baixa energia. O sistema argilo-carbonático está representado pela fácies não reservatório, compostas por folhelhos e/ou margas, e pelos folhelhos radioativos.

Apesar de não estar evidente o padrão de empilhamento sedimentar nas seções estudadas, o intervalo como um todo é aqui interpretado (com suporte da literatura consultada) como sendo retrogradacional, fato este corroborado pelo aumento relativo do nível do mar nesse período, Albiano Superior a Cenomaniano (Haq et al. 1987). Apesar do intenso aporte sedimentar, este não foi suficiente para suplantar o espaço de acomodação na bacia.

A interpretação de complexos de lobos canalizados para estes depósitos turbidíticos arenosos é baseada na análise das seções estratigráficas que apresentam grande continuidade lateral dos pacotes de arenitos, espessuras variando, na maioria dos casos, entre 1 e 50 metros, distribuição em área superior a 10 Km^2, e o fato de exibir um perfil ligeiramente convexo no sentido do topo (Figura 27). Tais características encaixam-se nos principais parâmetros geométricos descritivos do complexo de lobos canalizados de Bruhn & Moraes (1988).

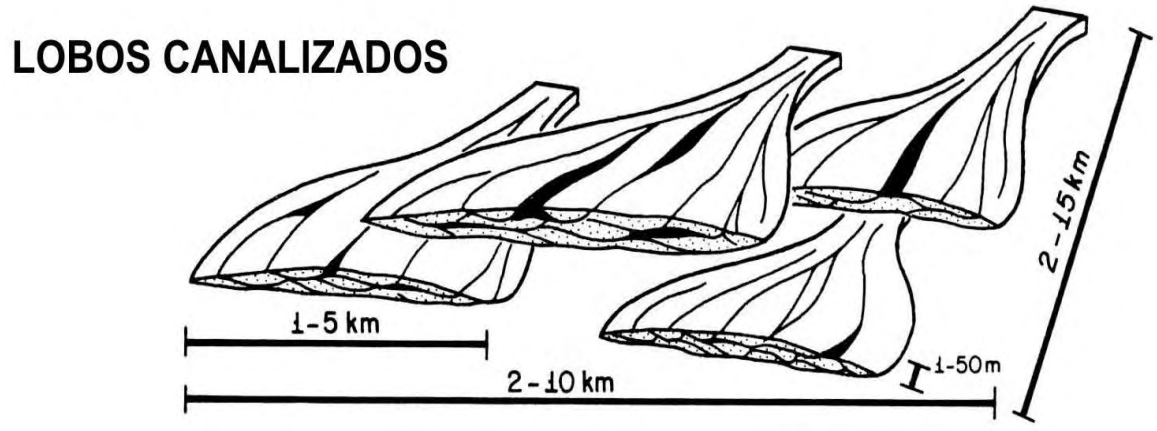


Figura 27: Parâmetros geométricos do depósito turbidítico de lobos canalizados (Modificado de Bruhn & Moraes, 1988).

Com relação aos limites laterais do Campo observa-se que nos poços 3NA-3-RJS e 3NA-5A-RJS não foram reconhecidas as fácies reservatórios, implicando em provável acunhamento do reservatório tanto para norte, como para sul. Esta observação é corroborada quando comparada ao arcabouço estrutural de Guardado (1990) que exibe os limites estruturais e estratigráficos do Campo. Segundo o autor, os poços em questão encontram-se fora desses limites (cf Figura 10).

Com base na disposição espacial dos poços e na interpretação das seções estratigráficas foi inferido que a calha de deposição principal do Campo de Namorado encontra-se alinhada segundo a direção NW/SE, com aporte sedimentar

segundo a mesma direção, sentido SE. O mapa de isólitas regional de arenitos turbidíticos do Albiano, Cenomaniano/Turoniano da seqüência hemipelágica elaborado por Guardado *et al.* (1990), reforça a interpretação, pois o autor considera que no Campo de Namorado os arenitos depositaram-se dentro de uma calha deposicional, de direção aproximada NWW/SEE, onde atingem espessuras superiores a 100m (Figura 28).

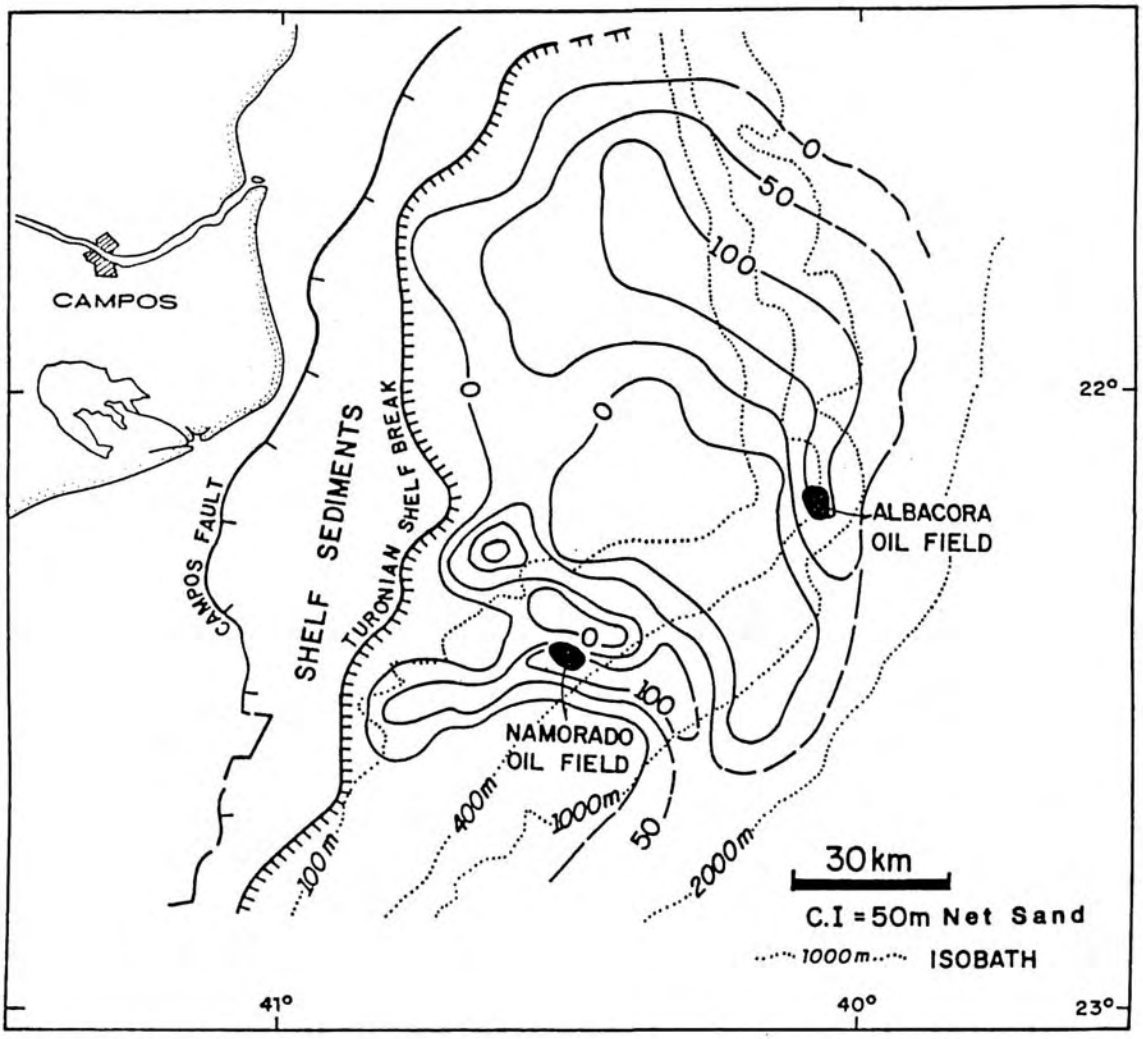


Figura 28: Mapa de isólitas de arenitos turbidíticos do Albiano e Cenomaniano/Turoniano da seqüência hemipelágica da Bacia de Campos (Guardado *et al.* 1990).

Algumas das fácies reservatório apresentam níveis de arenitos cimentados por calcita, representados por baixos valores nos perfis neutrônicos e sônico, provavelmente indicando baixa porosidade, baixos valores também na curva de raios gama e altos valores nas curvas de densidade. Carvalho *et al.* (1995)

estudaram os padrões de cimentação carbonática nos turbiditos cretáceos da Bacia de Campos e concluíram que esta cimentação pode estar relacionada a uma recristalização por soluções meteóricas dos componentes aloquímicos concentrados durante a deposição.

É interessante tentar inferir ou qualificar, dentro das limitações dos dados de perfis, as fácies-reservatório quanto ao parâmetro permoporosidade, sendo que uma boa permoporosidade pode estar relacionada com baixos valores nos perfis de raios gama e boa separação observada nos perfis densidade neutrão. Dessa forma, pode-se dizer que as fácies pertencentes ao ciclo do topo exibem as melhores permoporosidades. Para as fácies pertencentes aos ciclos intermediário e da base não foi possível inferir tal parâmetro, pois a diferença é muito sutil, quando comparados os perfis.

Com relação à classificação proposta por Bruhn (1998) para reservatórios brasileiros formados em águas profundas, o modelo que mais se ajusta ao reservatório estudado seria o tipo GSLc (*Confined, Gravel/Sand-Rich Lobes*) – Lobos Ricos em Cascalho e Areia Confinados em Calha (cf Figura 14 e Figura 29).

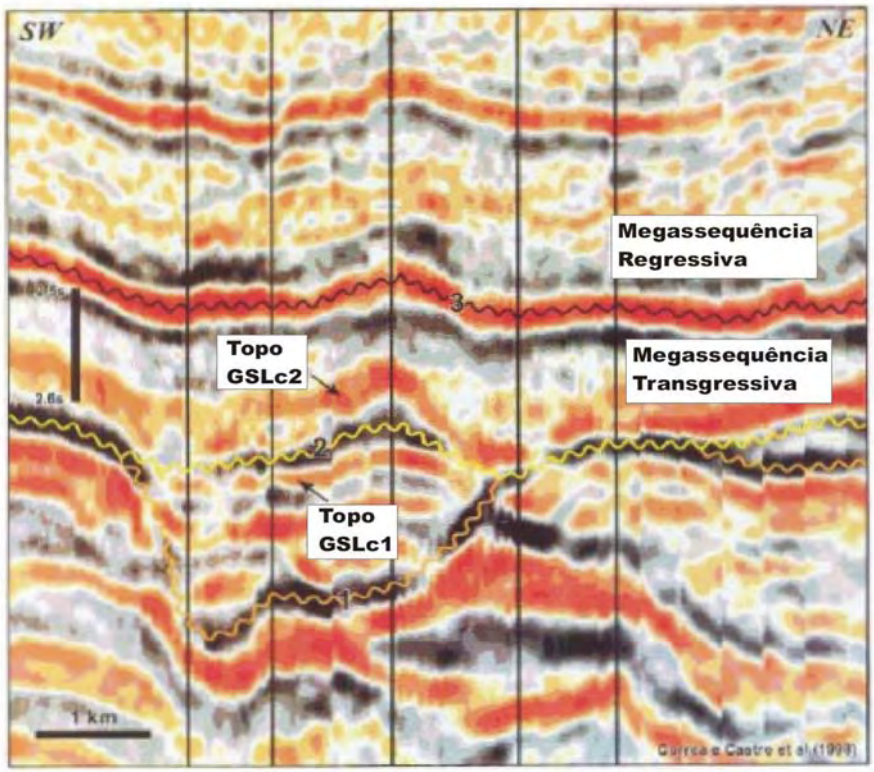


Figura 29: Seção sísmica transversal ao mergulho deposicional exibindo uma feição em calha sendo preenchida por depósitos do tipo GSLc (Bruhn, 1998).

Segundo aquele autor, a ocorrência destes reservatórios está associada a calhas no talude geradas por falhas lístricas devido ao intenso fluxo de

evaporitos subjacentes. O contexto geológico no qual são encontrados estes reservatórios compreendem sucessões do Albiano/Cenomaniano, Coniaciano/Santoniano e Maastrichtiano, todas pertencentes à Megassequência Marinha Transgressiva. Estas observações encontram suporte na área do Campo de Namorado, uma vez que se trata de uma sucessão de turbiditos do Albiano/Cenomaniano, depositados em calhas provocadas pela halocinese.

Além destas observações, a classificação dos depósitos estudados como sendo do tipo GSLc é reforçada por Bruhn (1998) que descreveu a geometria como corpos arenosos tabulares ou lobados, de 10 a 140m de espessura, largura de 1-12Km e comprimento variando entre 3 e 20 Km. Outro aspecto relevante é o fato dos reservatórios GSLc também apresentarem um aumento no perfil de densidade, provocado pela cimentação diagenética de calcita.

CAPÍTULO 6 – ANÁLISE ESPACIAL DOS DADOS

6.1 Introdução

A análise espacial de dados é essencial para descrição e caracterização de reservatórios. Nas últimas décadas, essa eficiente ferramenta tem sido amplamente aplicada no estudo de fenômenos naturais, incluindo-se aí os fenômenos geológicos.

Uma das técnicas mais sofisticadas desenvolvidas até hoje, a geoestatística, foi concebida e idealizada por George Matheron entre 1957 e 1962, constituindo um critério científico e moderno de interpretação e estudo da maior parte dos fenômenos naturais (Guerra, 1988).

Por esse motivo, a Geoestatística está sofrendo um processo de transformação bastante rápido, passando da condição de ferramenta auxiliar a elemento essencial na rotina de trabalho dos geólogos e engenheiros.

Na primeira etapa deste capítulo utilizou-se uma técnica estatística de interpolação denominada Mínimos Quadrados, que possibilitou a representação em mapa, de forma contínua, do comportamento dos ciclos mapeados pontualmente na análise estratigráfica.

Na segunda etapa aplicou-se a simulação condicional, uma das técnicas geoestatísticas, para tentar avaliar a incerteza associada à espessura total, bem como estimar a distribuição espacial das fácies-reservatório. A variável regionalizada utilizada foi a espessura total, que nada mais é que a somatória dos ciclos 1, 2 e 3, identificados na análise estratigráfica dos poços.

6.2 Análise Preliminar dos Dados

Após o procedimento de análise 1D, no qual se identificaram os arenitos, foi elaborada uma tabela de dados contendo a identificação dos poços, suas coordenadas UTM e as quatro variáveis em evidência: espessuras dos ciclos 1, 2, 3 e total. Foram analisados 23 poços, distribuídos de maneira relativamente uniforme ao longo da área.

Abaixo são apresentados os resultados da estatística básica apenas da espessura do ciclo total (Tabela V), elaborado no aplicativo geoestatístico ISATIS.

Tais resultados mostram que o Campo de Namorado apresenta expressivos corpos de arenitos, atingindo valores de espessura superiores a 100 metros, apesar da média ser de 76 metros.

Através da análise dos histogramas de freqüência da espessura total (Figura 30), observa-se que aproximadamente 20% das amostras estão bem concentradas nas classes com valores entre 90 e 100m de espessura, aferindo uma provável importância destes como reservatórios potenciais para hidrocarbonetos.

DADOS ESTATÍSTICOS	ESPESSURA ARENITO NAMORADO
Valor Mínimo	000 m
Valor Máximo	149 m
Média aritmética	76 m
Mediana	86 m
Desvio Padrão	36 m
Coeficiente de Variação	0,47

Tabela V: Estatística básica da variável espessura total.

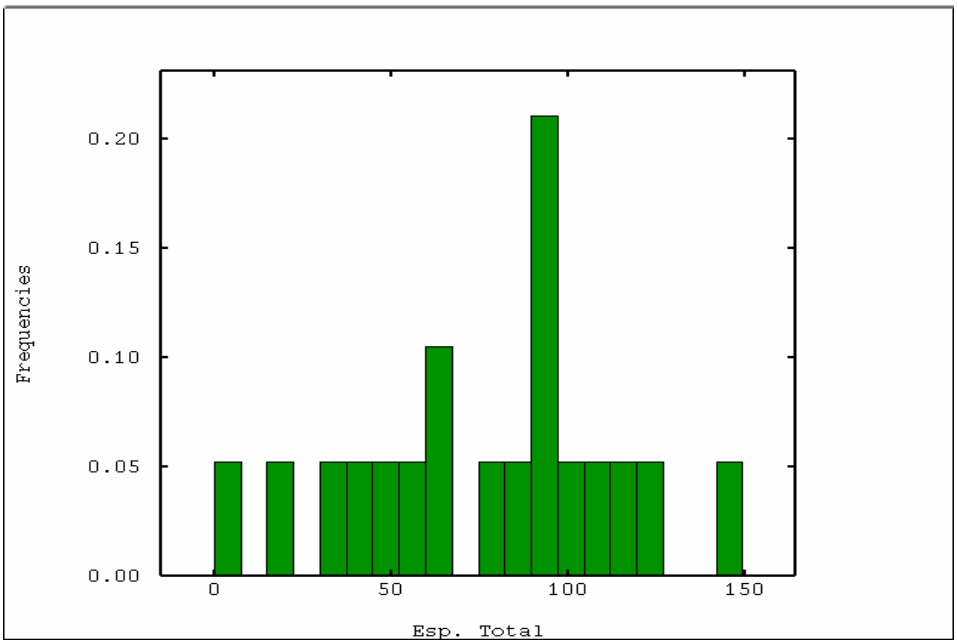


Figura 30: Histograma da espessura total.

6.3 Método dos Mínimos Quadrados

Para confecção dos mapas de espessura das fácies-reservatório foi utilizado o algoritmo de interpolação pelo método dos mínimos quadrados do Sistema Integrado de Geologia e Geofísica (SIGEO) da Petrobras.

Esse algoritmo exige que o usuário confeccione uma malha regular – grid – a partir dos pontos originais distribuídos aleatoriamente numa determinada área. Essa malha imaginária é definida com base nos limites do mapa.

Após a definição da malha, o algoritmo calcula um ponto médio se houver mais de um ponto na cela definida pelo usuário.

Sobre esses pontos de controle é centrado um sistema de eixos, sendo que alguns parâmetros de entrada são solicitados para o usuário: tamanho do raio de pesquisa em celas e número de octantes.

Na próxima etapa o algoritmo interpola um plano, que passa pelo ponto de controle, minimizando o erro quadrático ponderado pelo inverso da distância. Este procedimento gera valores para os quatro vértices da cela, caso os parâmetros definidos estejam de acordo.

Caso haja diferentes valores de z para um mesmo ponto (x,y) o plano é ajustado por uma média ponderada em função do inverso da distância.

Depois de calculado esse primeiro grid, que não contém nós suficientes para a geração de um mapa, são realizados inúmeros processamentos que determinarão novos nós a partir dos já calculados. Terminado o processamento o programa permite de imediato a visualização gráfica do mapa do grid estimado para que o usuário verifique o padrão de qualidade da estimação. Caso o grid não seja fiel aos dados dentro do limite arbitrado, o usuário deve modificar os parâmetros de gridagem para gerar um novo mapa que se ajuste conforme o nível de precisão desejado.

Maiores detalhes sobre a geração de mapas no SIGEO e outros métodos de interpolação podem ser encontrados no manual de “gridagem” do sistema.

Abaixo encontram-se os quatro mapas gerados no SIGEO: mapa de espessura do Ciclo 1; Mapa de espessura do Ciclo 2; mapa de espessura do Ciclo 3 e, por fim, mapa de espessura do Ciclo Total (Figuras 31, 32, 33 e 34).

Em todos os mapas gerados as maiores espessuras das fácies reservatórios estão localizadas a noroeste da área do Campo, indicando, muito provavelmente, a direção do aporte sedimentar. Esta direção é corroborada pelos mapas regionais de espessura de arenitos turbidíticos do Albiano e Cenomaniano/Turoniano, cuja deposição ocorreu dentro de uma calha deposicional de direção aproximada WNW/ESE (cf Figura 28).

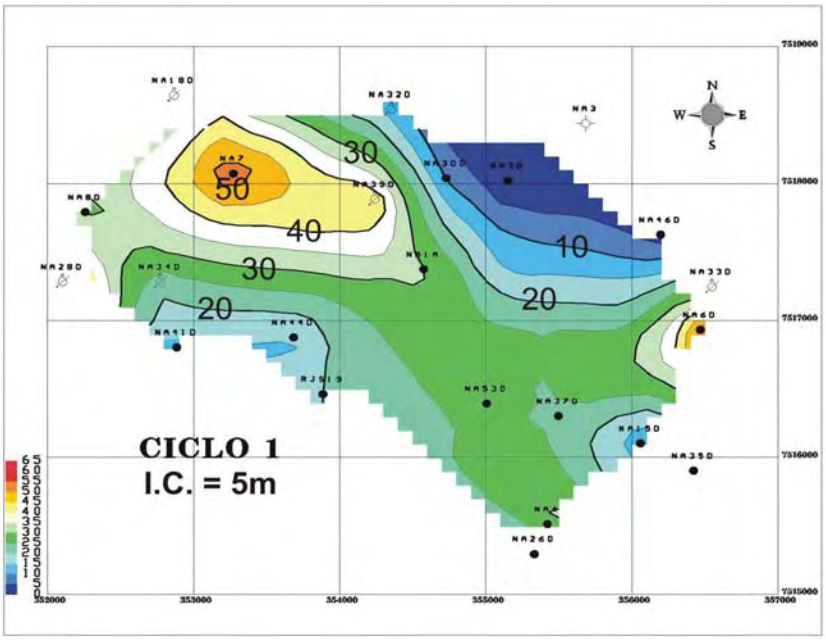


Figura 31: Mapa de espessura do ciclo 1.

Nos mapas de espessuras dos ciclos 2, 3 e total pode-se notar que existe um certo deslocamento da concentração das maiores espessura das fácies reservatórios na direção sudoeste da área deposicional. Esse deslocamento é menos expressivo no mapa de espessuras do ciclo 1.

Partindo dessas observações pode-se concluir que as fácies reservatório possuem ampla distribuição na área de estudo com maior concentração no centro da calha deposicional.

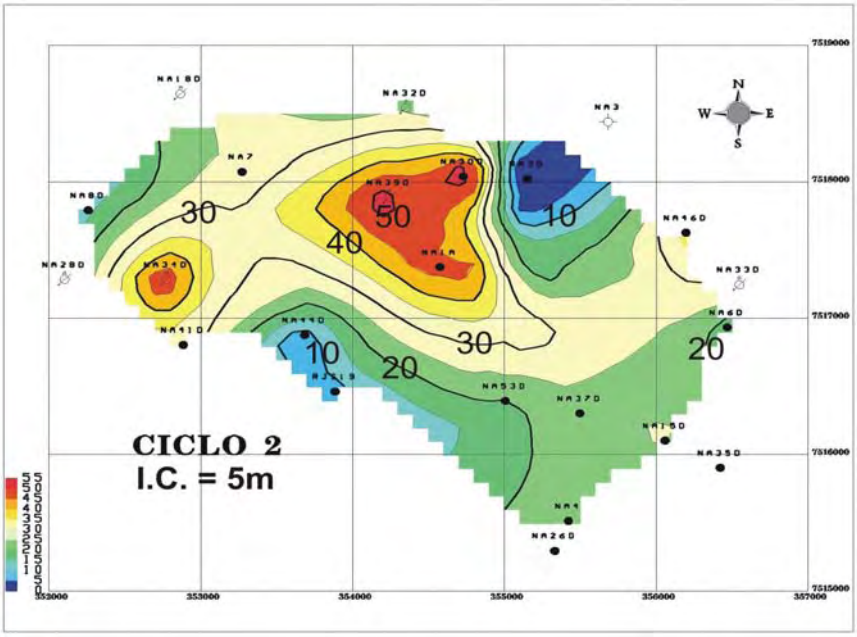


Figura 32: Mapa de espessura do ciclo 2.

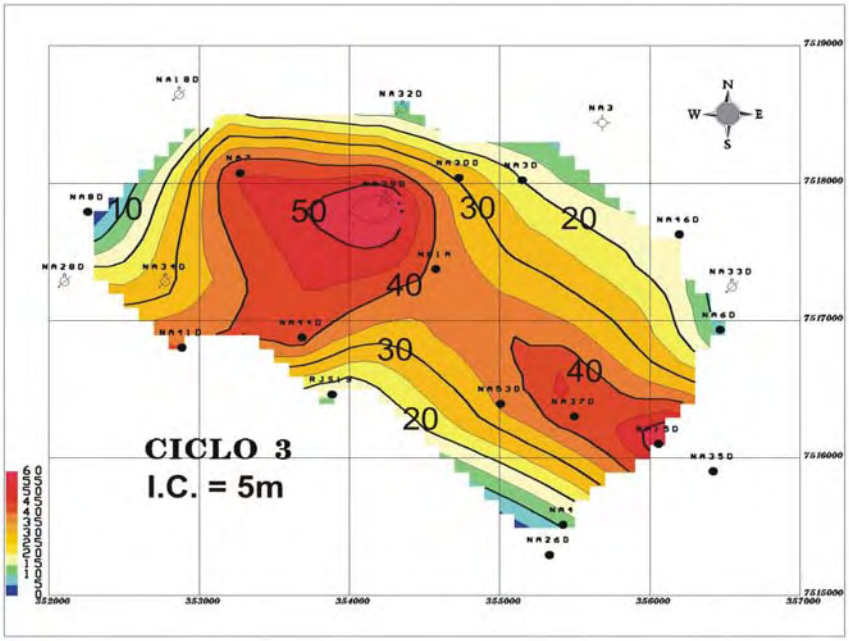


Figura 33: Mapa de espessura do ciclo 3.

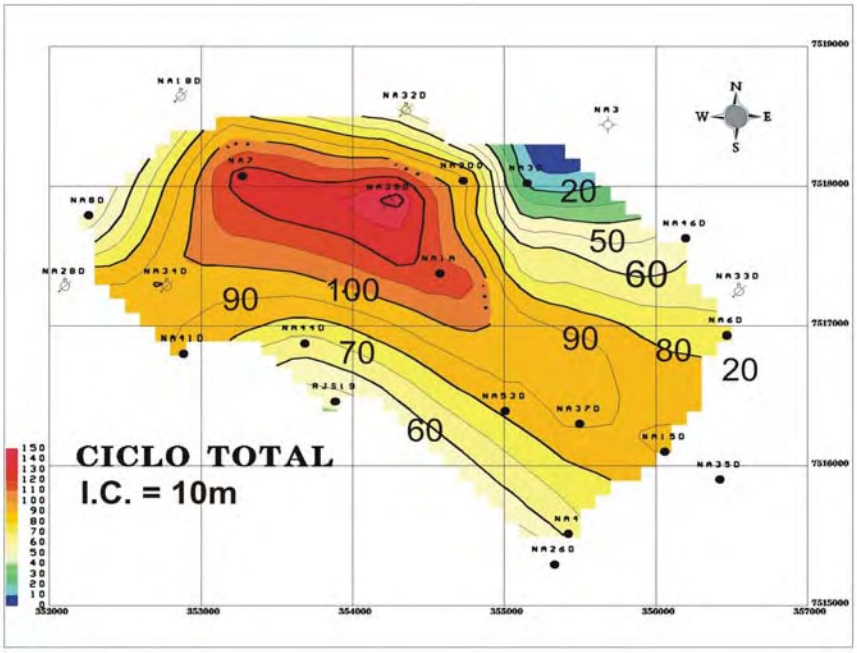


Figura 34: Mapa de espessura do ciclo total.

6.4 Simulação Condicional

Simulação condicional é a denominação dada a uma técnica geoestatística que reproduz a variabilidade real da variável regionalizada Z(x) (Ferreira & Remacre, 1988).

Esta característica é muito importante, pois essa reprodução não é conseguida por várias técnicas de estimativa, e entre elas a Krigagem, que conduzem a uma atenuação da variabilidade real (Figura 35).

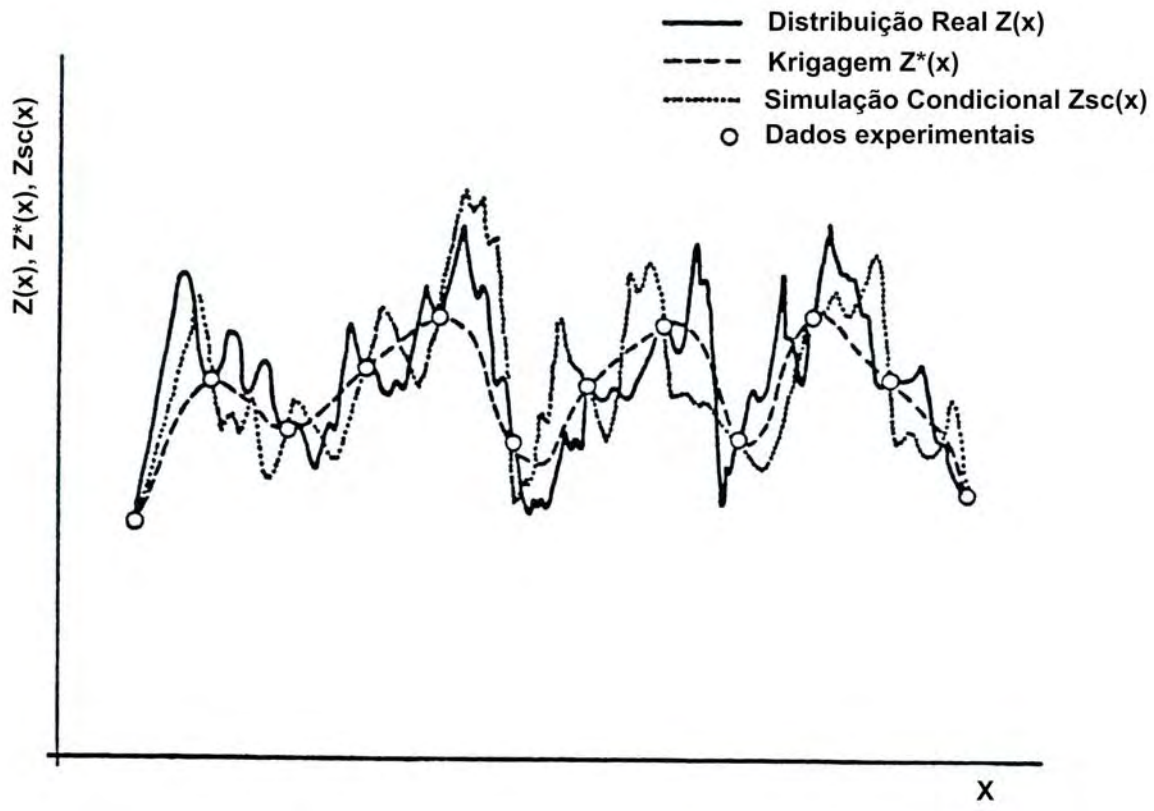


Figura 35: Krigagem versus Simulação condicional (Ferreira & Remacre, 1988).

Para realização da técnica de simulação condicional foi escolhida a variável espessura do ciclo total com o intuito de avaliar a incerteza associada à variável e visualizar graficamente a distribuição espacial das fácies reservatórios. Esta técnica pode ser encontrada muito bem descrita em Journel & Huijbregts (1978) e Souza Jr. (1988), sendo aqui apresentada somente uma descrição sumária dos passos utilizados.

O primeiro passo para realização da simulação condicional foi a geração de uma superfície utilizando o método de estimativa da Krigagem, que usa informações do variograma para encontrar pesos ótimos a serem associados às amostras com valores já conhecidos, buscando estimar pontos desconhecidos.

O segundo passo foi a aplicação de um método de simulação tridimensional denominado método das bandas rotativas. Esse método consiste em

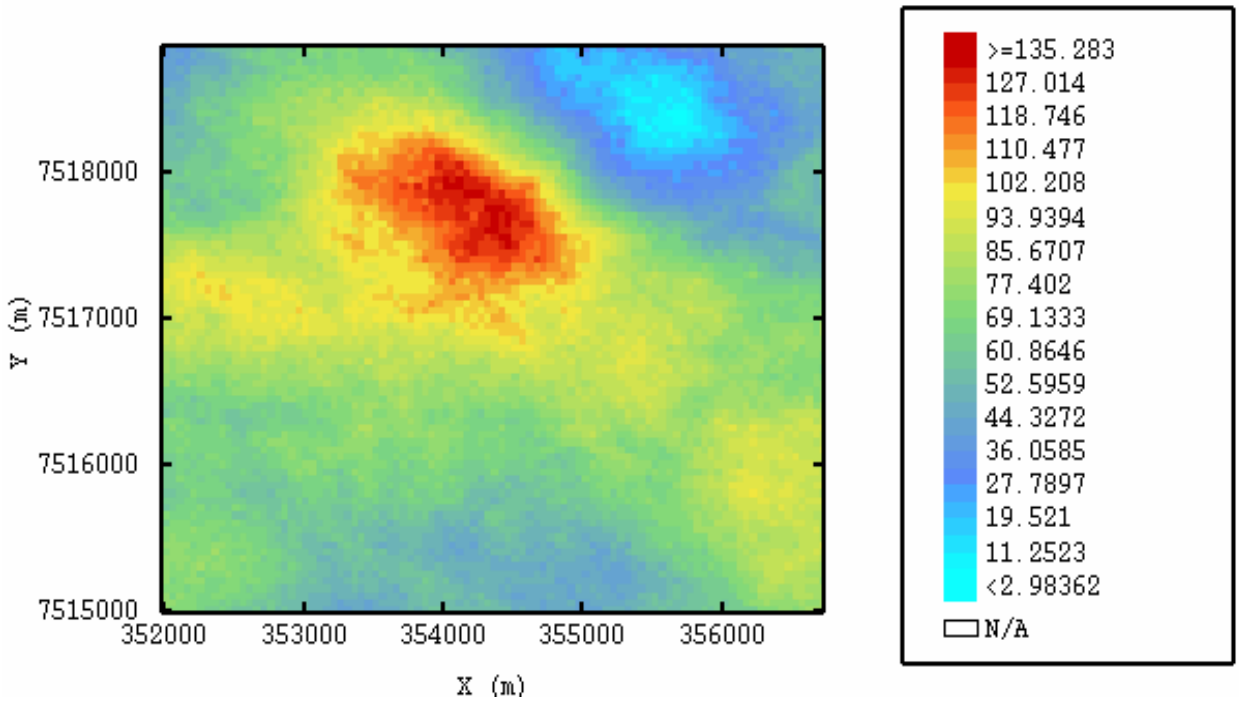
uma técnica altamente operacional para gerar simulações n-dimensionais, independentes e orientadas em várias direções no espaço (Souza Jr., 1988). Essa simulação foi condicionada com os seguintes parâmetros: média igual a zero e desvio padrão igual a 10m.

O terceiro e último passo para o término da simulação condicional consistiu na somatória da superfície gerada pelo método de estimativa da Krigagem com o resíduo calculado através do método de simulação das bandas rotativas.

Como produto final da simulação condicional obteve-se um conjunto de 50 imagens reproduzindo a distribuição espacial do ciclo total (Figura 36), no qual pode-se constatar um *trend* NW-SE com maiores espessuras das fácies-reservatório.

A grande vantagem no uso desse método é o fato de fornecer, além dos valores estimados, a incerteza associada à estimativa da variável, distinguindo-o dos demais algoritmos de estimativas.

Enfim, pode-se dizer que esse método geoestatístico é rápido e muito eficiente, porém não deve ser tratado como ferramenta isolada, e sim adicionado a uma série de ferramentas e métodos já utilizados na caracterização de reservatórios.



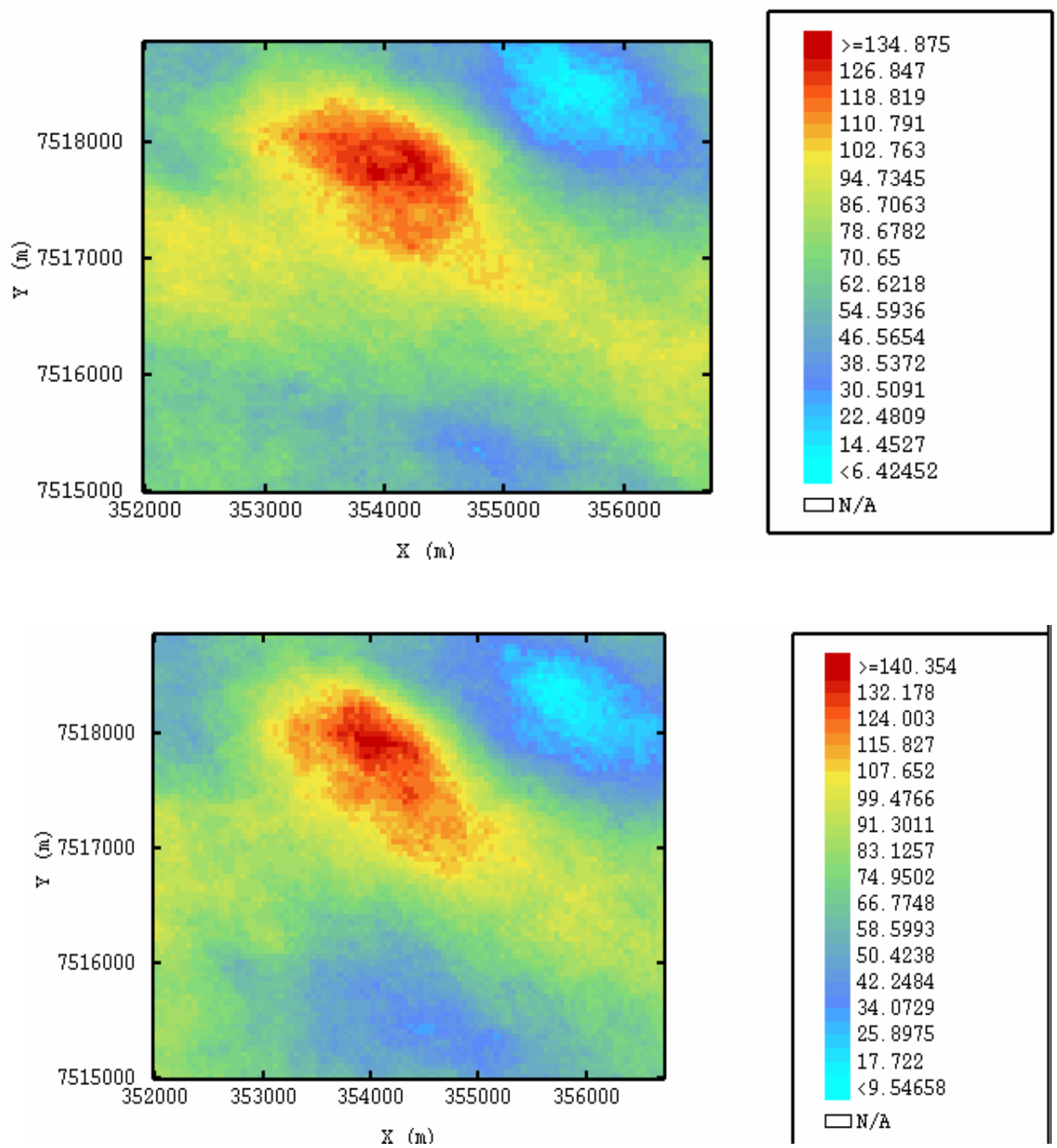


Figura 36: Exemplo de 3 imagens geradas pela técnica geoestatística denominada simulação condicional. Altos valores de espessura total são verificados na porção NW da área. Nas imagens também é nítida a presença de um *trend* na direção NW-SE.

CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O intervalo estudado abrange uma sucessão sedimentar que registra os eventos de deposição do Arenito Namorado, de idade Albiano e principalmente Cenomaniano, no Campo de Namorado.

A partir da análise e interpretação das seções estratigráficas, definiu-se que o sistema arenoso do Campo de Namorado depositou-se sobre um substrato irregular devido provavelmente à intensa halocinese vigente à época da deposição das areias. As fácies reservatórios mapeadas foram interpretadas como complexos de lobos canalizados com base na comparação dos parâmetros geométricos descritivos do modelo de Bruhn & Moraes (1988).

Foram identificados dois sistemas deposicionais baseados na geometria e distribuição lateral dos estratos: 1) sistema arenoso de lobos canalizados; e 2) sistema argilo-carbonático, formado por deposição marinha contínua, de baixa energia.

As fácies-reservatório apresentam provável acunhamento tanto para norte, como para sul da área, conforme observado nos poços 3NA-3-RJS e 3NA-5A-RJS e confirmado pelo arcabouço estrutural de Guardado (1990).

A calha de deposição principal do Campo de Namorado encontra-se alinhada segundo a direção NW/SE, com aporte sedimentar segundo a mesma direção, sentido SE.

Há evidências nos perfis da presença de alguns níveis de arenitos cimentados por calcita, dentro das fácies-reservatório, que apresentam baixos valores nos perfis neutrônico, sônico e raios gama, e altos valores nas curvas de densidade. Esta cimentação pode estar relacionada à recristalização por soluções meteóricas dos componentes aloquímicos concentrados durante a deposição (Carvalho *et al.*, 1995).

O padrão de empilhamento sedimentar nas seções estudadas não pode ser reconhecido. No entanto, o intervalo como um todo é interpretado na literatura como sendo retrogradacional, fato este sugerido pelo aumento relativo do nível do mar nesse período, neo-albiano a cenomaniano (Haq et al. 1987).

Quando comparado à classificação proposta por Bruhn (1998) para reservatórios brasileiros formados em águas profundas, o modelo que mais se

ajustou ao reservatório estudado é o tipo GSLc (*Confined, Gravel/Sand –Rich Lobes*) – Lobos Ricos em Cascalho e Areia Confinados em Calha.

Através da análise dos mapas de espessuras e imagens simuladas observou-se que o Arenito Namorado mostra tendências de maiores espessuras preservadas orientadas segundo a direção NW-SE, podendo definir assim o eixo deposicional principal do complexo de lobos turbidíticos canalizados.

Como sugestão, seria interessante complementar a análise estratigráfica através da elaboração de seções estruturais que proporcionem o entendimento dos aspectos tectônicos que condicionaram a deposição e compartimentação dos reservatórios.

Para uma melhor definição dos limites da área de ocorrência do Arenito Namorado seria necessário o uso de seções sísmicas para identificar as principais feições estruturais que ocorrem na área do Campo. Desse modo, poderiam ser definidos tanto os limites por falha como por acunhamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Asmus, H. E. 1975. Controle estrutural da deposição mesozóica nas bacias da margem continental brasileira. Revista Brasileira de Geociências, 5: 160-175.

Asmus, H. E. & Guazelli, M. 1981.Descrição sumária das estruturas da Margem Continental Brasileira e das áreas oceânicas adjacentes. In: Projeto REMAC 9 Asmus, H. E. (ed.) Estruturas e tectonismo da Margem Continental Brasileira e suas implicações nos processos sedimentares e na avaliação do potencial de recursos minerais. Rio de Janeiro, Petrobrás 187-269.

Asmus, H. E. & Porto, R. 1972. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. Anais do Congresso Brasileiro de Geologia, 26, Belém, v. 2, pp. 667-690.

Bacoccoli, G.; Morales, R. G.; Campos, O. A. J. d. 1985.O Campo de Namorado: uma importante descoberta de petróleo na Bacia de Campos. In: DNPM, Principais depósitos minerais do Brasil. p.69-77.

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

Bruhn, C.H.L.; Gomes, J.A.T.; Del Lucchese Jr., C.; Johann, P.R.S. 2003. Campos basin: Reservoir characterization and management – Historical Overview. Offshore Technology Conference. p.1-14.

Bruhn, C. H. L. 1998. Deep-Water reservoirs from the eastern Brazilian rift and Passive margin basins. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: 1998 AAPG International Conference & Exibition, Rio de Janeiro, v.Course#6,

Bruhn, C.H.L. & Walker, R.G. 1995. High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper Cretaceous Transgressive Megassequence, Campos Basin, Offshore Brazil. In: Journal of Sedimentary Research, Vol.B65, n.4, p.426-442.

Bruhn, C.H.L. & Moraes, M.A.S. 1988. Turbiditos Brasileiros: caracterização geométrica e faciológica. Anais do XXXV Congresso Brasileiro de Geologia, Belém, Pará. V2, pp. 824-838.

Cainelli, C. & Mohriak, W. U. 1998. Geology of Atlantic eastern Brazilian Basins. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, v.Brazilian Geology 2, 66p.

Carvalho, M.V.F.; De Ros, L.F.; Gomes, N.S. 1995. Carbonate cementation patterns and diagenetic reservoir fácies in the Campos Basin Cretaceous turbidites, Offshore Eastern Brazil. Marine and Petroleum Geology, v.12 (7), p.741-758

Castro, J. C.; Azambuja Filho, N. C.; Menezes, S. X. 1981. Fácies e Análise estratigráfica da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos. In: VIII Congresso Argentino, v.2, 567-576.

Chang, H. K.; Kowsmann, R. O.; Figueiredo, A. M. F.; Bender, A. 1992. Tectonics and Stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview. Tectonophysics, 97-138.

Cordani, U. G.; Brito Neves, B. B.; Fuck, R.; Porto, R.; Thomaz Filho, A.; Cunha, F. M. B. 1984. Estudo preliminar de integração do Precambriano comos eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras. Técnica Petróleo - PETROBRÁS/CENPES/SINTEP, 15: 70.

D'avila, R. S F. & Paim, P. S. G. – 2003 – Mecanismos de transporte e deposição de turbiditos. In: Paim, P. S. G.; Faccini, U. F. F. & Netto, R. G. (Eds.). Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares – estudos de casos**.**. São Leopoldo, Unisinos. p. 93-121

Della Fávera, J.C. 2000. Sedimentos de águas profundas. Uma revisão dos conceitos sobre turbiditos e contornitos. Rio de Janeiro, Universidade do Rio de Janeiro (Formato Digital).

Dias, J. L.; Guazelli, W.; Catto, A. J.; Vieira, J. C.; Oliveira, J. Q. 1987. Integração do arcabouço estrutural da Bacia de Campos com o embasamento pré-Cambriano adjacente. In: I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Rio de Janeiro, 189-197.

Dias, J. L.; Oliveira, J. Q.; Vieira, J. C. 1988. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brasil. Revista Brasileira de Geociências, 18: 252-260.

Dias, J. L.; Scarton, J. C.; Esteves, F. R.; Carminatti, M.; Guardado, L. R. 1990.Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Raja Gabaglia, G. P. M., E.J. (Coords.) Origem e evolução de Bacias Sedimentares. Petrobrás 333-360.

Dias-Brito, D. 1982. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?). Boletim Técnico da Petrobrás, 25: 84-97.

Dias-Brito, D. & Azevedo, R. L. M. 1986. As sequências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica paleoecológica. In: Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, v.34, 38-49.

Ferreira, A. A. & Remacre, A.Z. 1988. Caracterização de reservatórios de petróleo através de análise geoestatística. 2º Congresso Latino-Americano de hidrocarbonetos. 13p.

Guardado, L.R., L.A.P. Gamboa, and C.F. Lucchesi, 1990, Petroleum geology of lhe Campos Basin, Brazil: a model for a producing Atlantic-type basin, In J.D. Edwards and P .A. Santogrossi, eds., Divergentlpassive margin basins: The American Association of Petroleum Geologists Memoir 48, p.3-79.

Guerra, P. A. G. 1988. Geoestatística operacional. Ministério das Minas e Energia, Brasília. p. 145.

Guimarães, A.O. 2002. Modelagem Geológica e Geoestatística de reservatório da Bacia de Campos, RJ. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 101p.

Hallenburg, J. K. Geophysical Logging for Mineral and Engineering Apllications. Tulsa, Oklahoma, PennWell Books

Haq, B.I., Hardenbol, J. & Vail, P.R. 1987. Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. Science, v. 235, p.1156-1167.

Johann, P.R.S. 1997. Inversion Sismostratigraphique et Simulations Stochastiques en 3D: Réservoir Turbiditique, Offshore du Brésil, Intégration Géologique, Géophysique et Géostatistique", Ph.D. Thesis, Académie de Paris, Université Pierre et Marie Curie.

Journel, A.G. & Huijbregts, C.J. 1978. Mining Geostatistics, London, Academic Press.

Kuenen, P.H. & Migliorini, C.I. 1950. Turbidity currents as a cause of graded bedding. Journal of Geology, V.58, p.91-127.

Menezes, S. X. & Adams, T. 1990. Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 4: 183-188.

Mizusaki, A. M. P. 1986. Rochas ígneas básicas do Neocomiano da Bacia de Campos: características e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Tese, 104p.

Mizusaki, A. M. P.; Thomaz Filho, A.; Valença, J. 1988. Volcano sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). Revista Brasileira de Geociências, 18: 247-251.

Mohriak, W. E.; Mello, M. R.; Dewey, J. F.; Maxwell, J. R. 1990. Petroleum Geology of the Campos Basin, offshore Brazil. Classic Petroleum Provinces, 50: 119-141.

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 no. 39. Tulsa, AAPG, 96p.

Mutti, E. 1985. Turbidite system and their relations to depositional sequences. In: Zuffa, G.G (Ed.) Provenance of Arenites, NATO-ASI Series, D. Reidel Publishing Co., p. 65-93.

Mutti, E. 1979. Turbidites et cones sous-marins profonds. In Homewood, P. (ed) Sedimentation detritique (fluviatile, littorale et marine). Institut de Geologie de l'University de Fribourg, Short Course, p. 353-419.

Mutti, E. & Ricci Lucchi, F. 1972. Le torbiditi dell'Appennino settentrionale: introduzione all'analisi di facies. Memorie dell Societa Geologica Italiana, v.11, p. 161-199.

Nery, G. G. 1990. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Salvador, BA, 231p.

Normark, W.R. 1970 – Growth patterns of deep-sea fans. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 54, p. 2170-2195.

Rangel, H. D. & Martins, C. C. 1998.Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) Searching For Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger 32-40.

Rangel, H. D.; Martins, F. A. L.; Esteves, F. R.; Feijó, F. J. 1994. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8: 203-217.

Reading, H.G.; Richards, M. 1994. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. The American Association of Petroleum Geologists Bulletim, V.78, No.5, p.792-822.

Rodriguez, M. R.; Beer, R.; Adams, T.; Beneduzi, C. F. 1998. Aplicação de novas tecnologias de perfilagem na avaliação de reservatórios brasileiros. In: Searching for oil and gas in the land of giants. Rio de Janeiro, Schlumberger Edição especial sobre o Brasil, 43-56.

Sá, M. D. & D'Abbadia, M. R. I. 1986. Avaliação de Formações. In: Alves, A. C. L., F.A.P.L. (ed.) Curso de Geologia do Petróleo. Natal, RN, PETROBRÁS 92.

Schaller, H. 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju, v.3, 247-258.

Schlumberger 1987. Log interpretation - principles/applications. N.Y., Schlumberger Ltd. 198p.

Serra, O. 1985. Sedimentary environments from wireline logs. N.Y., Schlumberger 211p.

Souza Jr., O.G. 1997. Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Réservoirs d'un Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil). Intégration dês Données Géologiquess. Thése de Doctorat. Université Paris. p.128.

Souza Jr., O.G. 1988. Simulação condicional de unidades de fluxo na área II do projeto piloto de injeção de vapor na Formação Açu (Ksup), Campo de Estreito, Bacia Potiguar, Brasil. Universidade Federal de Ouro Preto. Dissertação de Mestrado. 164 p.

Souza, O. R. 1985. Perfilagem elétrica de poços. II Curso sobre águas subterrâneas, 69p.

Spadini, A. R., Esteves, F. R., Dias-Brito, D., Azevedo, R. M. L., Rodrigues, R. 1988. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the south Atlantic. Revista Brasileira de Geociências, 18: 261-272.

Vail, P. R.; Mitchum Jr., R. M.; Thompson III, S. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: Payton, C.E. (ed.), Seismic stratigraphy applications to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, pp. 83-97.

Walker, R.G., 1978, Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.62, p.932-966.