



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DE SUPERFÍCIES GEOLÓGICAS UTILIZANDO
DADOS SÍSMICOS 3D DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, BRASIL

CAMILA FARIA DE ALBUQUERQUE

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO
DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO IV
*TEMA VINCULADO AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS EM GEOLOGIA DO
PETRÓLEO (CONVÊNIO PRH-ANP/MCT N° 18)*

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL
FEVEREIRO DE 2004

MODELAGEM GEOLÓGICA TRIDIMENSIONAL UTILIZANDO DADOS SÍSMICOS 3D DO
CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, BRASIL

CAMILA FARIA DE ALBUQUERQUE

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO
DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO – IV

SETOR: GEOLOGIA REGIONAL E ECONÔMICA

ORIENTADOR: PROF. DR. CLÁUDIO BETTINI

CO-ORIENTADOR: GEÓLOGO JASON T. G. CARNEIRO

APROVADA POR:

PROF. DR. CLAUDIO BETTINI, UFRJ

PROF. DR. LEONARDO FONSECA BORCHI DE ALMEIDA, UFRJ

PROF. M. SC. JOSÉ AGNELO SOARES, UFRJ

FICHA CATALOGRÁFICA

Albuquerque, Camila Faria de.

Modelagem tridimensional de superfícies geológicas utilizando dados sísmicos 3D do Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil. / Camila Faria de Albuquerque. – Rio de Janeiro, 2004.

xiii, 62, f.: il., anexo I (29).

Monografia (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências – Departamento de Geologia, 2004.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Bettini.

Co-orientador: Geólogo Jason T. G. Carneiro.

1. Modelagem tridimensional. 2. Campo de Namorado. 3. Bacia de Campos. 4. Gocad®.

- Monografia. I. Bettini, C. (Orient.), Carneiro, J. T. G. (Co-orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Geociências. Departamento de Geologia. II Título.

*“pois vi-te e vi nascer um universo
na funda escuridão que me habitava.”*

*Jason Carneiro
Assim nascem os horizontes (poemas), 2003*

AGRADECIMENTOS

Em poucas palavras venho agradecer àqueles que contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional:

- ❖ Ao Professor Dr. Cláudio Bettini, por todas as lições a mim ensinadas, por sua dedicação e confiança em mim depositadas.
- ❖ Aos Professores do Departamento de Geologia da UFRJ, por sempre nos indicar os caminhos menos tortuosos do saber.
- ❖ Aos funcionários do Departamento de Geologia desta instituição, pela atenção e pela paciência em todas as horas em que precisei.
- ❖ Ao Laboratório de Geologia do Petróleo, representado pelo Professor Frederico Laier, pela cessão dos computadores e *softwares* aqui utilizados.
- ❖ Ao Programa de Capacitação de Recursos Humanos, ANP-PRH-18, na pessoa dos Professores Cláudio Bettini e Leonardo Borghi, por tornar viável meu desenvolvimento profissional.
- ❖ À Agência Nacional do Petróleo (ANP) e ao BDEP pela cessão dos dados utilizados nesta monografia.
- ❖ Ao Geólogo Jason Carneiro, pela amizade e pelo apoio em mim creditados.
- ❖ Ao Engenheiro Jorge Mendonça, CENPES, pelas sugestões na construção do modelo tridimensional.
- ❖ A Marcos Sebastião Santos, CENPES, e Otaviano Pessoa Neto, Petrobras UN-RN/CE, pela ajuda na interpretação das linhas sísmicas.
- ❖ Ao *Help Desk* do Gocad®, que, sempre que preciso, está pronto a ajudar.
- ❖ À minha mãe, Ceres, que mesmo durante as adversidades nunca desistiu de lutar, sempre me apoiando e me ensinando a dar o melhor de mim. Acho que nunca encontrarei palavras para descrevê-la, afinal, ela é a minha mãe.
- ❖ À minha família, pelo carinho e apoio nas minhas decisões.
- ❖ Ao Cleber, que transformou meus momentos de angústia em horas de alegria, que sempre confiou em mim, que me apoiou, que sempre me fez (e fará) feliz. Minha existência não teria razão sem você.

RESUMO DA MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM
GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO – IV

MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DE SUPERFÍCIES GEOLÓGICAS UTILIZANDO
DADOS SÍSMICOS 3D DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, BRASIL

CAMILA FARIA DE ALBUQUERQUE

RIO DE JANEIRO, FEVEREIRO DE 2004

ORIENTADOR: CLAUDIO BETTINI

CO-ORIENTADOR: JASON T. G. CARNEIRO

SETOR: GEOLOGIA REGIONAL E ECONÔMICA

Esta monografia versa sobre a construção de um modelo geológico tridimensional da área sudeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos, construído a partir de dados sísmicos tridimensionais públicos cedidos pela Agência Nacional do Petróleo. Com a interpretação das linhas sísmicas 3D, foi possível a elaboração de dez superfícies, entre elas: topo e base do reservatório, sua falha de fechamento, e fundo marinho. O modelo gerado por meio do *software* Gocad® pode ser utilizado em atividades ligadas ao desenvolvimento do campo, tais como: caracterização morfológica do reservatório, avaliação de riscos, planejamento de poços e simulação de fluxo.

ABSTRACT OF THE MONOGRAPH PRESENTED TO THE UNDERGRADUATE
COURSE OF GEOLOGY OF THE FEDERAL UNIVERSITY OF RIO DE JANEIRO AS
OBLIGATORY FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS OF THE DISCIPLINE
“ESTÁGIO DE CAMPO IV”

THREE-DIMENSIONAL MODELING OF GEOLOGIC SURFACES USING 3D SEISMIC
DATA FROM NAMORADO FIELD, CAMPOS BASIN, BRAZIL

CAMILA FARIA DE ALBUQUERQUE

RIO DE JANEIRO, FEBRUARY, 2004

SUPERVISORS: CLAUDIO BETTINI

JASON T. G. CARNEIRO

SECTOR: REGIONAL AND ECONOMIC GEOLOGY

This monograph aims at describing the construction of a three-dimensional geological model of the Southeastern part of Namorado Field, Campos Basin, Brazil. The model was created on Gocad® *software* using public 3D seismic data released by National Brazilian Petroleum Agency (ANP). The interpretation of the three-dimensional seismic data allowed the mapping of ten lithological, structural and geomorphological surfaces. The model constructed can be used in field development activities such as: characterization, risk management, well planning, and geostatistical simulation.

SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
1.1	Objetivo	3
2	Material e Método.....	4
2.1	Revisão Bibliográfica	4
2.2	Dados	6
2.3	Método	7
3	revisão Bibliográfica da Bacia de Campos	9
3.1	A Bacia de Campos.....	9
3.1.1	Estratigrafia	11
3.1.1.1	Embasamento	12
3.1.1.2	Formação Cabiúnas.....	13
3.1.1.3	Formação Lagoa Feia (proposta por Schaller, 1973).....	13
3.1.1.4	Formação Macaé (formalizada por Schaller, 1973).	14
3.1.1.5	Grupo Campos.....	15
3.1.1.5.1	Formação Ubatuba	15
3.1.1.5.2	Formação Carapebus	16
3.1.1.5.3	Formação Emborê	16
3.1.2	Estratigrafia de Seqüências.....	17
3.1.2.1	Seqüências Rife	17
3.1.2.2	Seqüências de Transição.....	18
3.1.2.3	Seqüências de Margem Passiva	18
3.1.3	Evolução Tectônica	19
3.1.4	Arcabouço Estrutural.....	22
3.1.5	Geohistória da Bacia de Campos.....	23
3.1.6	Sistema Petrolífero.....	25
3.1.6.1	O Gradiente Geotérmico da Bacia de Campos	28
3.1.7	Breve Histórico de exploração na Bacia de Campos	30
3.2	O Campo de Namorado	35
3.3	Interpretação Geofísica	38
3.3.1	Uso da Sísmica	38
3.3.1.1	Rocha Geradora	39
3.3.1.2	Reservatórios.....	39

3.3.1.2.1	Basaltos – Formação Cabiúnas	39
3.3.1.2.2	Coquinas – Formação Lagoa Feia	40
3.3.1.2.3	Carbonatos – Formação Macaé (Membro Quissamã)	40
3.3.1.2.4	Arenitos – Arenito Namorado – Formação Macaé	40
3.3.1.2.5	Arenitos – Formação Carapebus	41
3.3.1.2.6	Arenitos – Formação Carapebus (Eoceno).....	41
3.3.1.2.7	Arenitos – Formação Carapebus (Oligoceno/Mioceno)	42
3.4	O Marco Azul.....	42
4	Análise de dados	43
4.1	Interpretação dos Refletores	45
5	Resultados.....	50
6	Conclusão.....	59
	Referências Bibliográficas	61
	ANEXO I	64
	Usando o Gocad®.....	I
	A janela do Gocad®	II
	O uso do mouse	VII
	Objetos no Gocad®	X
	Visão Paralela x Visão Perspectiva	XII
	Carregando dados geofísicos.....	XIII
	Carregando dados sísmicos 2D e 3D.	XIII
	Carregando perfis de poços.....	XVII
	Interpretando os dados sísmicos.....	XXI

RELAÇÕES DE FIGURAS

Figura 1 – Localização da Bacia de Campos.....	9
Figura 2 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Rangel, 1993).	11
Figura 3 – Seção geológica mostrando as seqüências que compõem a Bacia de Campos. (Modificado de Rangel & Martins, 1996).....	17
Figura 4 – Esquema de evolução da separação dos continentes africano e sulamericano. (Simplificado de Esteves <i>et al.</i> , 1984).....	20
Figura 5 – Evolução Tectono-sedimentar da Bacia de Campos durante o Albiano/Eoturoniano. (Modificado de Esteves <i>et al.</i> , 1984)	21
Figura 6 – Mapa estrutural da Bacia de Campos. (Modificado de Jahnert, 1987).	29
Figura 7 – Mapa de localização do Campo de Namorado.....	35
Figura 8 – Mapa de localização de poços no reservatório Namorado. (Modificado de Menezes & Adams, 1988).	36
Figura 9 – Localização das linhas sísmicas interpretadas. (Baseado no mapa cedido pela –ANP/SDT).....	43
Figura 10 – Refletores Fundo Marinho e Truncamento, <i>inline 2766</i>	46
Figura 11 – Refletores Um e Falhado e Falha Um, <i>inline 2766</i>	47
Figura 12 – Refletores Topo e Base do Reservatório e Falha do Reservatório, <i>inline 2766</i>	48
Figura 13 – Refletores Carbonato e Topo do Sal, <i>inline 2766</i>	49
Figura 14 – Superfície Fundo Marinho, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.	50
Figura 15 – Superfície Truncamento, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	51
Figura 16 – Superfície Um, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	51
Figura 17 – Superfície Falhada, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	52
Figura 18 – Falha Um, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	52
Figura 19 – Superfície Falhada cortada pela Falha Um de mergulho NE. Note que a separação causada por esta falha varia no espaço.	53

Figura 20 – Superfície Topo do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	53
Figura 21 – Superfície Base do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	54
Figura 22 – Falha do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	54
Figura 23 – Base e Topo do Reservatório cortada pela Falha do Reservatório.....	55
Figura 24 – Mapa de contorno do carbonato destacando sua geometria montiforme (<i>mounds</i>).....	55
Figura 25 – Topo e Base do corpo Carbonático, visualizados em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	56
Figura 26 – Superfície Topo do Sal, visualizada em diferentes visadas com algumas das <i>inlines</i> contidas no conjunto utilizado.....	56
Figura 27 – Mapa de Contorno na Superfície Topo do Sal, destacando os domos locais da área estudada.....	57
Figura 28 – Modelo Tridimensional visualizado com a sísmica, em visadas diferentes.	57
Figura 29 – O modelo tridimensional em escala Z sem distorções em relação a XY.	58
Figura 30 – O modelo tridimensional em escala Z exagerada três vezes em relação a XY.	58
Figura 31 – Os cinco principais compartimentos do Gocad®.....	III
Figura 32 – Barra de Ferramentas Principal.....	III
Figura 33 – Barra de Ferramentas da Câmera.....	IV
Figura 34 – Barra de Ferramentas de Modo de Cursor.....	IV
Figura 35 – Barra de Ferramentas de Localização de Cursor.....	IV
Figura 36 – Barra de Ferramentas de Edição.....	V
Figura 37 – Barra de Ferramentas de Atributos, quando não há objeto selecionado na janela.....	V
Figura 38 – Barra de Ferramentas de Atributos, quando existe um objeto selecionado em <i>Gocad/Views</i> , neste caso, <i>PointSets</i>	V
Figura 39 – Barra de Ferramentas de Modo.....	VI
Figura 40 – Barra de Ferramentas de Aplicação.....	VI
Figura 41 – Barra-Menu Gocad®.....	VI
Figura 42 – Barra-Menu de Comando.....	VII
Figura 43 – O uso do <i>mouse</i> na Área de Trabalho.....	VII

Figura 44 – O uso do <i>mouse</i> na Câmera (modificado de Cheng, 2001).....	VIII
Figura 45 – Uso do <i>mouse</i> na Câmera, neste caso pressionado simultaneamente com a tecla “Ctrl”.....	IX
Figura 46 – Objetos do Gocad®.....	XI
Figura 47 – A diferença entre a visão perspectiva e a paralela. (Modificado de Cheng, 2001).	XII
Figura 48 – Selecionado o modo de carregamento de dados sísmicos.	XIII
Figura 49 – Nesta janela selecione o arquivo “*.SEG-Y” que deseja carregar.	XV
Figura 50 – Barra de Atributos do Objeto Voxet.	XVI
Figura 51 – Selecionando o modo de carregamento dos dados de poços.	XVII
Figura 52 – Nesta janela, insira a localização geográfica do poço conforme descrito acima.	XVIII
Figura 53 – Adequando a escala do perfil do poço.....	XIX
Figura 54 – Atualizando dados de poços já carregados no Gocad®.....	XX
Figura 55 – Selecionando a opção <i>Curve</i> para interpretar a sísmica.	XXI
Figura 56 – Construindo a curva de um <i>crossline</i> da sísmica 3D.....	XXII
Figura 57 – Construindo uma superfície a partir de curvas.	XXIII
Figura 58 – Construindo a superfície selecione as curvas com o <i>mouse</i>	XXIV
Figura 59 – Editando os triângulos da superfície construída.	XXIV
Figura 60 – A superfície antes e depois da edição dos triângulos.....	XXV
Figura 61 – Construindo bordas a partir de superfícies.	XXVI
Figura 62 – Selecionando o modo de construção da borda.....	XXVII
Figura 63 – Editando os triângulos da borda.	XXVII
Figura 64 – Selecionando a cor para as superfícies.....	XXVIII
Figura 65 – Criando um novo grupo.	XXVIII
Figura 66 – A janela para adição de objetos a um grupo.	XXIX
Figura 67 – Um modelo tridimensional visualizado em escalas diferentes.....	XXIX

1 INTRODUÇÃO

Os riscos inerentes às atividades de exploração e produção afetam sobremaneira a indústria petrolífera, se consideradas a escala dos investimentos e as incertezas inerentes a fatores críticos de decisão. Assim, são altamente relevantes para as empresas de petróleo aqueles métodos que possam quantificar esses riscos de forma realista e confiável.

Em se tratando de um campo petrolífero em fase de desenvolvimento, uma forma objetiva de quantificar as incertezas é a simulação numérica (Bidner & Gabbanelli, 1987), que engloba duas etapas distintas, ambas realizadas através de *software* computacional especializado:

(1) simulação do estado da natureza por meio do tratamento matemático de atributos mensuráveis; e

(2) realização de experimentos sobre o modelo numérico assim gerado.

A primeira etapa consiste na criação de um modelo numérico tridimensional, representando os aspectos geológicos, particularmente os petrofísicos, que são relevantes para a simulação de fluxo do reservatório. A segunda engloba a análise comparativa de diversas alternativas de desenvolvimento do campo. Cada uma dessas alternativas é criada por meio de uma simulação de fluxo.

A grande motivação para esta abordagem é a possibilidade de se avaliar diversas alternativas de desenvolvimento do campo, comparando respostas e escolhendo a melhor delas antes de correr riscos com o sistema real. Outro aspecto importante é que as incertezas do modelo geológico são representadas por uma coleção de imagens equiprováveis. Desta forma, as incertezas do modelo geológico podem ser transferidas para a simulação de fluxo.

Esta monografia trata de uma versão simplificada da primeira etapa, objetivando a construção de um modelo geológico tridimensional da área sudeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos, utilizando dados sísmicos 3D públicos cedidos pela Agência Nacional do Petróleo, ANP.

A opção pelo Campo de Namorado prende-se ao fato de ser tratado pela ANP como um “campo escola”, tendo parte de seus dados disponíveis para trabalhos acadêmicos. A razão para a simplificação mencionada é o fato de o volume de dados disponíveis não ser suficiente para uma simulação geoestatística completa.

O modelo tridimensional foi elaborado com o auxílio do *software* Gocad®, que oferece aos geocientistas e engenheiros uma avançada capacidade em visualização, interpretação e análises geológicas, além de estimativas volumétricas. O *software* encontra-se instalado no Laboratório Cláudio Margueron de Geologia do Petróleo, na UFRJ. Tratando-se de um recurso de interesse generalizado para modelagem geológica no Departamento de Geologia, julgou-se importante incluir um capítulo específico dedicado aos recursos e princípios de uso do *software*.

O método aplicado constitui-se de cinco fases principais: (1) revisão dos dados; (2) interpretação inicial dos dados com o auxílio Gocad®; (3) revisão da interpretação; (4) correção da interpretação e (5) finalização do modelo tridimensional. Estas etapas são descritas no capítulo 2.

A Bacia de Campos e o Campo de Namorado são descritos no capítulo 3, com a exposição de sua geologia regional, histórico exploratório, evolução tectônica, arcabouço estratigráfico, sistemas petrolíferos e gradiente geotérmico. Nesse capítulo ainda reserva uma seção para a interpretação geofísica, focando o uso da sísmica na geologia de petróleo e destacando os principais aspectos quanto à resposta sísmica e ao mapeamento de seus atributos.

A análise dos dados realizada neste trabalho encontra-se no capítulo 4, onde são explicitados os refletores interpretados. Os resultados e as conclusões desta interpretação estão representados por imagens nos capítulos 5 e 6.

O anexo I trata de uma breve descrição do uso do Gocad®, visando proporcionar a um futuro usuário uma introdução ao manuseio do *software*.

1.1 Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é construir um modelo geológico tridimensional da área sudeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro, utilizando os dados sísmicos tridimensionais cedidos pela Agência Nacional do Petróleo segundo a política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas.

2 MATERIAL E MÉTODO

2.1 Revisão Bibliográfica

Para a elaboração desta monografia foram consultados diversos trabalhos anteriores com a finalidade de dar suporte conceitual ao modelo, além de complementar a base de dados disponíveis.

Rangel *et al.* (1994) descrevem estratigraficamente a Bacia de Campos, separando-a em: Embasamento Pré-Cambriano, Formação Cabiúnas, Formação Lagoa Feia (Membro Coqueiros, Membro Retiro), Formação Macaé (Membro Quissamã, Membro Outeiros, Membro Goitacás), Grupo Campos (Formação Ubatuba, Formação Carapebus e Formação Emborê). Esses autores ainda classificam essa bacia segundo a Estratigrafia de Seqüências, dividindo-a em dois grupos de terceira ordem, um relacionado à tafrogenia continental inicial e outro moldado em condições oceânicas crescentes.

Barros (1980) concluiu que o arcabouço estrutural da Bacia de Campos é constituído por falhas normais que originaram *horsts* e *grabens* e degraus escalonados, estes normalmente desenvolvidos no sentido do espessamento da bacia, e que a estruturação desenvolvida direção SW-NE teria sido herdada do embasamento cristalino.

Jahnert (1987) estudou o comportamento do gradiente geotérmico na Bacia de Campos e observou que a configuração estrutural e as diferentes condutividades térmicas das rochas e fluidos são fatores fundamentais de controle da distribuição das temperaturas na bacia.

Esteves *et al.* (1984) examinaram a história deposicional da Bacia de Campos, relacionando-a com a evolução da margem continental leste brasileira, dividindo-a em três etapas distintas: (1) Neojurássico-Eocretáceo, onde ocorre a separação dos continentes Sul-americano e Africano, (2) Eocretáceo, onde esta separação intensificou-se devido a fraturas tensionais caracterizando a fase rifte e (3) Alagoas (Cretáceo Inferior), onde processos erosivos peneplanizaram a bacia e foram seguidos pela subsidência que propiciou a deposição de extensa sedimentação clástica.

Mohriak (1988) descreve a geohistória da Bacia de Campos, subdividindo-a em Cretáceo Inferior (Neocomiano), Aptiano, Albiano, Cretáceo Superior - Terciário Inferior e Terciário Médio a Recente.

O sistema petrolífero da Bacia de Campos é amplamente estudado por diversos autores, destacando-se os trabalhos de Pessoa *et al.* (1999), que correlaciona-o a refletores sísmicos, e Barros (1980), que o divide em seis *plays* (Lagoa Feia, Macaé Calcarenito, Macaé Arenito, Areias Carapebus do Cretáceo, Carapebus do Eoceno e Carapebus do Oligoceno).

Rostirolla & Galvão (1995) analisaram a importância exploratória da relação entre a tectônica salífera e a sedimentação em seções de margem passiva. Esses autores citam que o mapeamento de fácies sedimentares que compõem as seqüências deposicionais afetadas por halocinese, associado à descrição das estruturas tectônicas e à quantificação dos processos deformativos, constitui uma nova maneira de compreender a evolução dessas regiões.

Menezes & Adams (1988) e Peres & Arso (1986) estudaram o Campo de Namorado. Os primeiros usaram ocorrências de resistividades anômalas para estudar os diversos tipos de trapeamento do campo, que são controlados por pontos de derramamentos, ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica, enquanto os outros utilizaram a sísmica para sua delimitação. Ambos descrevem a geologia de seu reservatório como sendo formada por arenitos turbidíticos albo-turonianos depositados em calhas controladas por domos salinos.

2.2 Dados

Foram utilizados dados sísmicos 3D públicos do Campo de Namorado da Bacia de Campos, que já se encontravam disponíveis no Departamento de Geologia da UFRJ, cedidos pela ANP por meio da política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas. Este conjunto de dados engloba as linhas desde a 0228-2672 até a 0228-2835, contidas no *ring fence* do bloco exploratório que contém o Campo de Namorado.

O conjunto de dados em que se baseia o Anexo I restringe-se à área Sudeste do Campo de Marlim, Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro, cedidos pela ANP nos anos 2002 e 2003, segundo a política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas mediante solicitação referente a esta monografia, e inclui:

- ❖ perfis do poço 7-MRL-0017-RJS;
- ❖ sísmica 3D: Bloco definido pelo polígono: A (40°02'00"W, 22°26'00"S), B (40°02'00"W, 22°28'40"S), C (40°03'10"W, 22°28'40"S), D (40°03'100"W, 22°26'00"S). Este polígono contém o Survey 0221_Marlim_1A, desde a linha 0221-0325 até 0221-0390.

2.3 Método

O modelo tridimensional foi construído com o *software* Gocad®, um aplicativo computacional integrado que oferece aos geocientistas e engenheiros capacidade avançada em modelagem tridimensional, visualização, interpretação e análises geológicas.

Para as atividades de exploração e produção de petróleo, a principal vantagem do Gocad® é sua habilidade de integrar informações de fontes prévias isoladas, tais como: sísmica 2D e 3D, dados de produção e simulações geoestatísticas, unindo-as em ambiente tridimensional (Cheng, 2001).

O modelo construído com esse *software* pode representar uma superfície e incorporar dados e interpretações existentes sobre a área estudada. Tais dados podem ser trazidos ao Gocad® para visualização e análise, e os modelos criados e integrados nesse aplicativo podem ser então exportados para outro *software* que se deseje utilizar, visando por exemplo à realização de ensaios de simulação de fluxo ou estudos de viabilidade técnica e econômica.

O método usado para a construção do modelo tridimensional do Campo de Namorado compreende cinco fases distintas:

- 1) Revisão dos dados: nessa etapa foi realizado o carregamento dos dados sísmicos no Gocad® e verificada a necessidade de aquisição de mais dados, que auxiliassem na elaboração do modelo tridimensional. A análise dos dados utilizados nesta monografia está descrita no Capítulo 6.
- 2) Interpretação inicial dos dados: nessa fase foram construídas curvas que representassem o refletor interpretado com o auxílio do Gocad®. A partir dessas curvas construiu-se a superfície correspondente a cada conjunto de refletores, totalizando dez superfícies principais, como pode ser observado na seção 6.1.
- 3) Revisão da interpretação: etapa onde se verificou a consistência do modelo tridimensional com dados e conceitos geológicos. As superfícies interpretadas foram discutidas com profissionais experientes em interpretação sísmica e comparadas à estratigrafia local.

- 4) Correção da interpretação: após a discussão sobre a interpretação dos refletores que compõem o modelo 3D, as superfícies foram simplificadas, eliminando imperfeições, corrigindo possíveis erros de elaboração dessas superfícies e deixando o modelo coerente com conceitos e dados geológicos.
- 5) Finalização do modelo: encerrada a construção do modelo tridimensional, este foi armazenado em arquivo digital. Posteriormente utilizou-se o *software* Corel Capture 11®, instalado no Laboratório Cláudio Margueron de Geologia do Petróleo, do Departamento de Geologia da UFRJ, para a captura das imagens geradas pelo Gocad®. Essas imagens podem ser vistas ao longo desta monografia.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS

3.1 A Bacia de Campos

Situada entre as costas norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, a Bacia de Campos é delimitada ao norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória e ao sul com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (Figura 1). Sua parte emersa é pouco significativa, tanto em área (500 km²) como em espessura do pacote sedimentar (Esteves *et al.*, 1984). Tem cerca de 100 000 km² contendo 44 campos petrolíferos, sendo sete considerado campos gigantes, indo desde a linha de costa até a profundidade de 3 400 m.

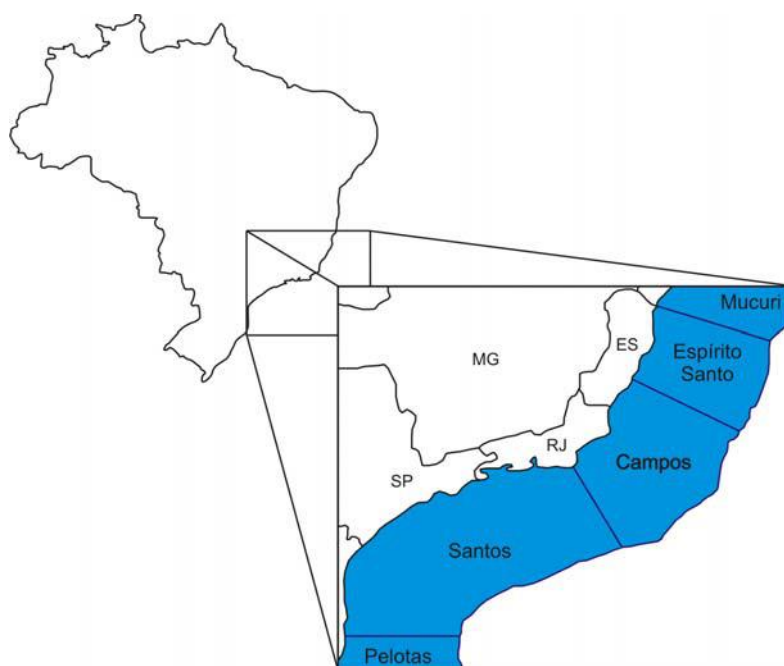


Figura 1 – Localização da Bacia de Campos.

É a bacia mais conhecida da costa brasileira, graças à perfuração de milhares de poços e a uma extensa malha de dados geofísicos cobrindo toda a sua extensão, que possibilitaram um conhecimento mais detalhado de seu arcabouço estratigráfico.

Seu sistema petrolífero Lagoa Feia – Carapebus (!) é o mais produtivo no Brasil (Mello *et al.*, 1994, *apud* Pessoa *et al.*, 1999). Contém mais de 90 % das reservas totais de óleo brasileiras e 50 % das reservas totais de gás natural.

Como reservatórios, predominam na bacia os turbiditos (80 % das reservas), sendo a qualidade e a continuidade dos reservatórios consideradas de boas a excelentes. Os reservatórios possuem valores médios de porosidade superiores a 20 % e valores de permeabilidade da ordem de centenas de milidarcys. O grau de continuidade desses reservatórios garante a esses depósitos um grau de comunicação da ordem de quilômetros. (Menezes *et al.*, 1996).

3.1.1 ESTRATIGRAFIA

A estratigrafia da Bacia de Campos adotada nesta monografia está baseada em Rangel *et al.* (1994) (Figura 2).

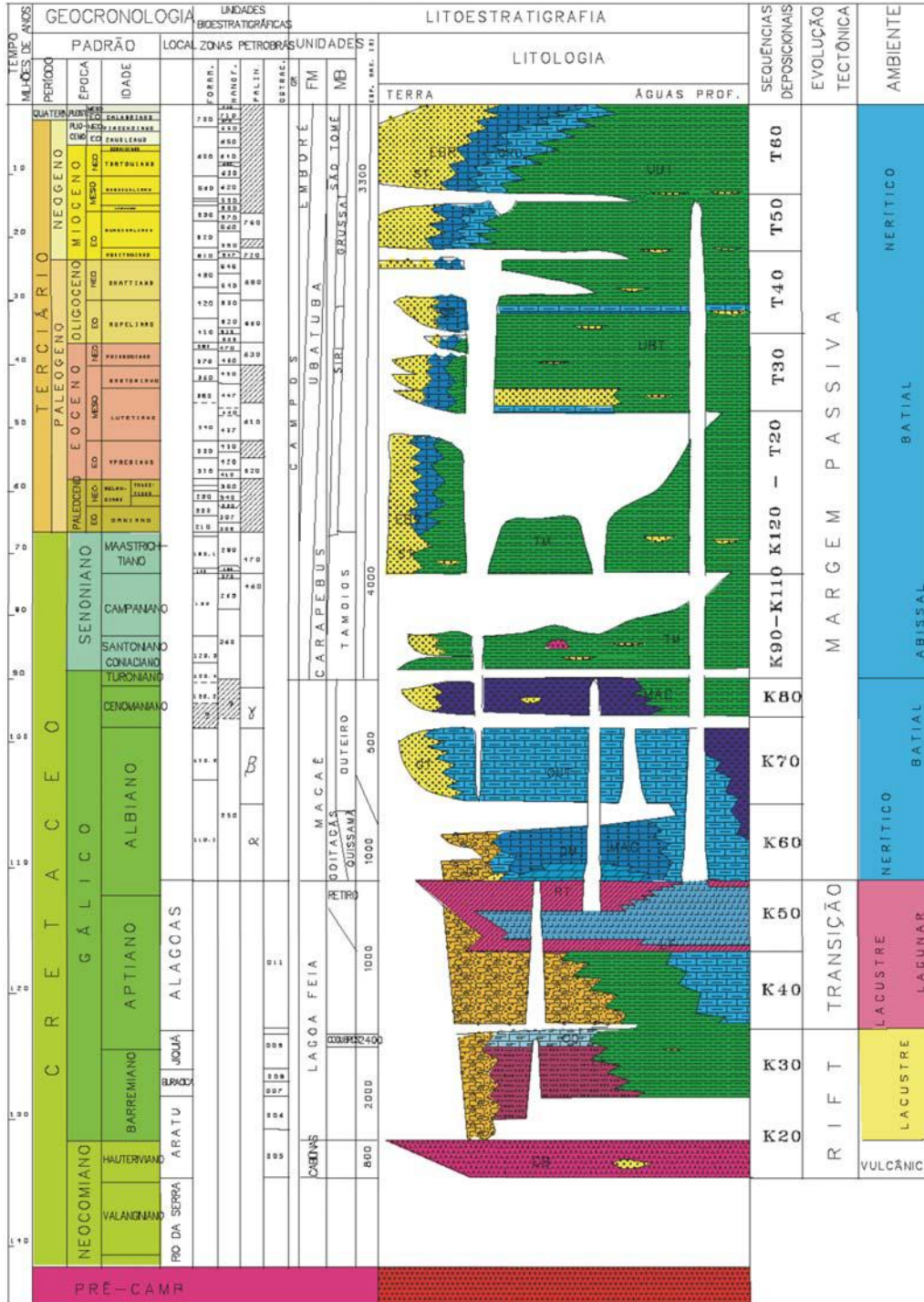


Figura 2 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Rangel, 1993).

3.1.1.1 *Embasamento*

O embasamento pré-Cambriano da Bacia de Campos foi atingido em três poços, e mostrou-se com características semelhantes às de rochas aflorantes no Estado do Rio de Janeiro.

Dias *et al.* (1987) integraram o arcabouço estrutural da bacia com o embasamento aflorante adjacente e observaram que este é composto por rochas granulíticas e gnáissicas arqueanas, em geral, retrabalhadas no ciclo orogenético Brasileiro (450 – 700 M. a.). Duas faixas móveis principais puderam ser reconhecidas (da Mantiqueira e de Além Paraíba), de direção principal NE e de movimentação policíclica no pré-Brasiliano, Brasileiro e Meso-Cenozóico.

Estes autores relataram ainda que, a partir de observações de horizontes profundos na Bacia de Campos, com sísmica de reflexão, pode-se notar o paralelismo entre as principais direções dos alinhamentos estruturais da bacia e do embasamento adjacente, concluindo que, em termos evolutivos, as partes profundas da bacia (intensamente estruturadas) estariam relacionadas a uma zona de maior mobilidade crustal, resultado do evento tectônico pré-Cretáceo, enquanto a região situada entre a charneira de Campos e a faixa móvel de Além Paraíba comporia um bloco crustal mais rígido e, então, menos susceptível a deformações posteriores.

Os testemunhos dos três poços que alcançaram o embasamento indicam que esse é composto por granada-biotita-gnaisses. Entretanto, devido ao seu estágio de alteração adiantado, não se pôde obter datações radiométricas confiáveis (Dias *et al.*, 1987).

3.1.1.2 *Formação Cabiúnas*

Compreende derrames basálticos eocretáceos que ocorrem no assoalho de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos. Trata-se de basalto amigdaloidal cinza e castanho, organizado em derrames e níveis de piroclásticos interestratificados com conglomerado polimítico cinza-esverdeado. Datações radiométricas com isótopos K-Ar indicam idade 134 ± 4 M.a (Rangel *et al*, 1994).

3.1.1.3 *Formação Lagoa Feia (proposta por Schaller, 1973).*

Agrupa rochas de naturezas diversas, como conglomerado polimítico, arenito grosso conglomerático, arenito muito fino castanho, folhelho cinza e castanho-escuro e siltito cinza e verde. Ainda merecem destaque duas litologias, reunidas nos seguintes membros:

- ❖ Membro Coqueiros: coquina a pelecípodes cinza e creme, com camadas com 15 a 50 m de espessura;
- ❖ Membro Retiro: suíte evaporítica, composta essencialmente por halita hialina e anidrita branca. As camadas de halita freqüentemente encontram-se remobilizadas, formando grandes domos de sal, que cortam boa parte das rochas sedimentares sobrejacentes.

Seu contato inferior com a Formação Cabiúnas é discordante, enquanto seu contato superior com a Formação Macaé, em geral, é concordante.

Datações com ostracodes conferem-lhe idades barremiana a aptiana.

É interpretada como tendo sido formada por depósitos de leques aluviais, especialmente junto às falhas de borda da bacia, além de sistemas fluviais, lacustres e planícies de *sabkha*.

3.1.1.4 Formação Macaé (formalizada por Schaller, 1973).

Calcarenitos, calcilutitos e calcirruditos oncolíticos, oolíticos e peloidais (*grainstones* e *packstones*), distribuídos em barras de direção geral nordeste-sudoeste, sobrepostos aos evaporitos Lagoa Feia. Esta concepção é mantida por Rangel *et al.* (1994) em suas linhas gerais, com a individualização de três membros litologicamente distintos.

- ❖ Membro Quissamã: também denominado “Macaé Inferior” e “Macaé Água Rasa”. Caracterizado por espessos leitos de calcarenito e calcirrudito oolítico e detrítico de cor creme-claro, por vezes extensivamente dolomitizados; predominam siliciclásticos na porção norte da bacia. Sua espessura média oscila entre 800 e 900 m na maior parte da bacia;
- ❖ Membro Outeiro: composto de calcilutito creme, margas cinza-clara e folhelho cinza, por vezes com camadas isoladas de arenitos turbidíticos, informalmente conhecidos como “Arenito Namorado”. Estes pelitos são conhecidos como “Macaé Superior” ou “Seção Bota”, devido à sua forma em perfis elétricos.
- ❖ Membro Goitacás: também chamadas de “Macaé Proximal”. São conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados e, subordinadamente, calcilutitos brancos e margas cinzentas.

Os membros interdigitam-se entre si, tendendo o Membro Goitacás a se localizar mais próximo à costa, junto à linha de charneira a oeste.

Em geral, a Formação Macaé recobre concordantemente a Formação Lagoa Feia e está recoberta discordantemente pela Formação Ubatuba.

Datações com nanofósseis calcários, foraminíferos planctônicos e palinórfos indicam idade albo-cenomaniana.

Estas rochas foram depositadas em ambientes de leques aluviais, plataforma carbonática, talude e correntes de turbidez, e representam os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da Bacia de Campos.

O traçamento desta formação é do tipo estrutural-estratigráfico.

3.1.1.5 *Grupo Campos*

Anteriormente proposta por Schaller, 1973, como formação, para designar a seção clástico-carbonática sobreposta aos carbonatos Macaé. Formalizada por Rangel *et al.* (1994), reunindo as formações Ubatuba, Carapebus e Emborê.

3.1.1.5.1 Formação Ubatuba

Seção pelítica sobreposta aos carbonatos Macaé e lateralmente interdigitada com os clásticos e carbonatos da Formação Emborê. Composta por milhares de metros de pelitos, especialmente folhelho cinza-escuro e creme e diamictito cinzento. Interpostos a estes sedimentos de baixa energia, ocorrem dezenas de arenitos turbidíticos, coletivamente referidos como Formação Carapebus. A sua parte inferior, informalmente conhecida como “Ubatuba Cretáceo”, foi individualizada no Membro Tamoios, cujas rochas se distinguem das do restante da unidade por apresentarem litificação mais pronunciada.

Datações bioestratigráficas, utilizando nanofósseis calcários, foraminíferos planctônicos e palinórfos, conferem ao Membro Tamoios idades turoniana a maastrichtiana. A sedimentação dos pelitos Ubatuba continuou pelo Cenozóico, até o Holoceno.

Interpretadas como sendo depositada em ambiente francamente marinho, batial e abissal.

3.1.1.5.2 Formação Carapebus

Composta por arenito fino a conglomerático, organizado em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. Diversos desses arenitos receberam nomenclatura informal, em função de sua idade (“Carapebus Eoceno”, “Carapebus Mioceno”) ou da presença de hidrocarbonetos em campos produtores (“Arenito Marlim”, “Arenito Albacora”, “Arenito Carapeba”). Depositados sob a atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, do Turoniano ao Holoceno.

3.1.1.5.3 Formação Emborê

Arenitos e carbonatos impuros sobrepostos aos pelitos Ubatuba, e com eles interdigitados lateralmente. Pode ser individualizada nos seguintes membros:

- ❖ Membro São Tomé: clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia;
- ❖ Membro Siri: calcarenito bioclástico creme-claro;
- ❖ Membro Grussaí: compõe-se de calcarenito bioclástico e detrital creme-esbranquiçado.

São interpretados como tendo sido depositados em leques costeiros e plataforma carbonática, do Maastrichtiano (?) ao Holoceno.

3.1.2 ESTRATIGRAFIA DE SEQÜÊNCIAS

Segundo Rangel *et al.* (1994), dois grupos de seqüências de terceira ordem podem ser reconhecidos no preenchimento da Bacia de Campos: um relacionado à tafrogenia continental inicial e outro moldado em condições oceânicas crescentes (Figura 3).

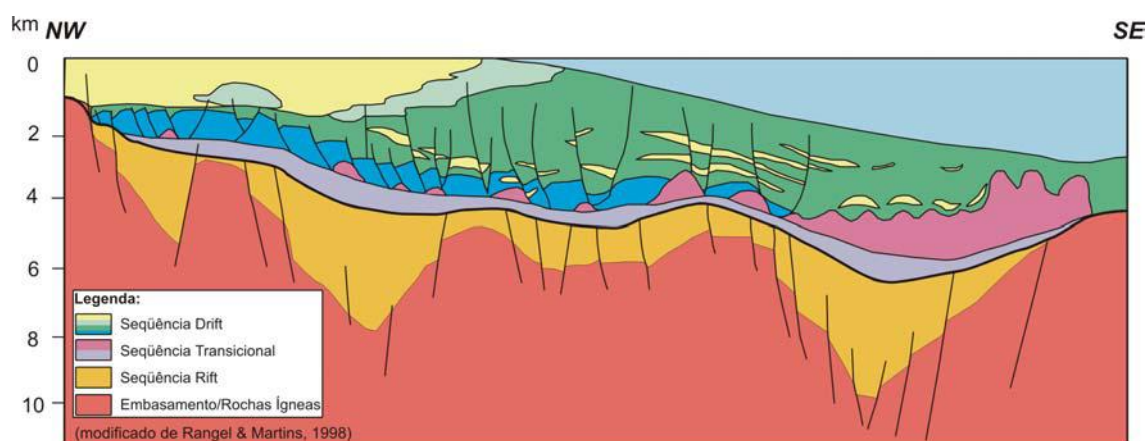


Figura 3 – Seção geológica mostrando as seqüências que compõem a Bacia de Campos. (Modificado de Rangel & Martins, 1996).

3.1.2.1 Seqüências Rife

Ainda não se sabe ao certo quando se iniciou a ruptura e conseqüente subsidência da fase rife da Bacia de Campos. Esse momento é situado aproximadamente no fim do Neocomiano, com base em algumas datações radiométricas realizadas nos derrames de basaltos valanginianos da Formação Cabiúnas. Essa fase engloba também as coquinas do Membro Coqueiros e os depósitos lacustres barremianos e eoaptianos da parte inferior da Formação Lagoa Feia, retratando o estágio final de preenchimento da seção rife.

Segundo Pessoa *et al.* (1999), esta seqüência caracteriza-se pelo controle deposicional dos *grabens* e *horsts*, com mais de 5 000 m de espessura nos depocentros.

3.1.2.2 *Seqüências de Transição*

Representada pelos sedimentos lacustres e lagunares aptianos da parte superior da Formação Lagoa Feia, essa seqüência é caracterizada por apresentar baixas condições de reservatório (Pessoa *et al.*, 1999), e pelos evaporitos (halita e anidrita) neo-aptianos do Membro Retiro, refletindo os primeiros sinais de influência marinha na sedimentação da bacia. Esta seqüência é caracterizada por ser um período de quiescência na atividade tectônica na bacia (Guardado *et al.*, 1997, *apud* Pessoa *et al.*, *op. cit.*).

3.1.2.3 *Seqüências de Margem Passiva*

No Eoalbiano, a bacia passou a receber os primeiros sedimentos essencialmente marinhos, quando se instalou a plataforma carbonática que originou os calcarenitos e dolomitos do Membro Quissamã. Estas rochas associam-se lateralmente à parte inferior dos clásticos grossos do Membro Goitacás.

Os carbonatos de baixa energia do Membro Outeiro, juntamente com a parte superior dos clásticos Goitacás, refletem condições marinhas mais profundas, em consequência de uma subida no nível relativo do mar. Essa seqüência agrupa ainda a parte mais inferior da Formação Ubatuba, Membro Tamoios, composta por folhelhos bacinais turonianos a campanianos e truncada por uma discordância regional (Rangel *et al.*, 1994).

Segundo Rangel *et al.* (*op. cit.*), a partir do Maastrichtiano, instalou-se um sistema de leques costeiros-plataforma-talude-bacia que deu origem aos clásticos e carbonatos Emborê e à parte superior dos pelitos Ubatuba e turbiditos Carapebus. No Oligoceno destaca-se uma zona condensada correspondente a uma superfície de inundação máxima, traduzida em um conspícuo leito de calcilutito conhecido como “Marco Azul”.

3.1.3 EVOLUÇÃO TECTÔNICA

A história deposicional da Bacia de Campos está relacionada com a evolução da margem continental leste brasileira. Segundo Esteves *et al.* (1984), no Neojurássico-Eocretáceo iniciou-se a fase distensiva com a fragmentação do *Gondwana* e a separação das placas Sul-Americana e Africana (Figura 4), tendo ocorrido em três estágios:

- ❖ No Neojurássico-Eocretáceo iniciou-se a separação dos continentes, que se processou de sul para norte, sendo acompanhada por derrames de lavas basálticas na Bacia do Paraná e na futura margem continental sul, constituindo o substrato desde a Bacia de Pelotas até a Bacia de Campos;
- ❖ No Eocretáceo a separação das placas Sul-Americana e Africana intensificou-se através de fraturas (fase rifte). Esses fragmentos propagaram-se além das áreas de atividade vulcânica, estendendo-se às bacias pouco subsidentes formadas no estágio pré-rifte;

Na Bacia de Campos, a estruturação transversal do embasamento pré-Cambriano orientou o fraturamento nas direções NE e E-NE, formando *horsts* e *grabens* preenchidos por sedimentação flúvio-lacustre;

- ❖ No Alagoas, após a fase rifte, processos erosivos peneplanizaram a bacia e foram seguidos pela subsidência que propiciou a deposição de extensa sedimentação clástica.

No Neoalagoas tem-se o provável início da separação entre as placas Sulamericana e Africana, instalando-se a fase pré-oceânica a partir do sul.

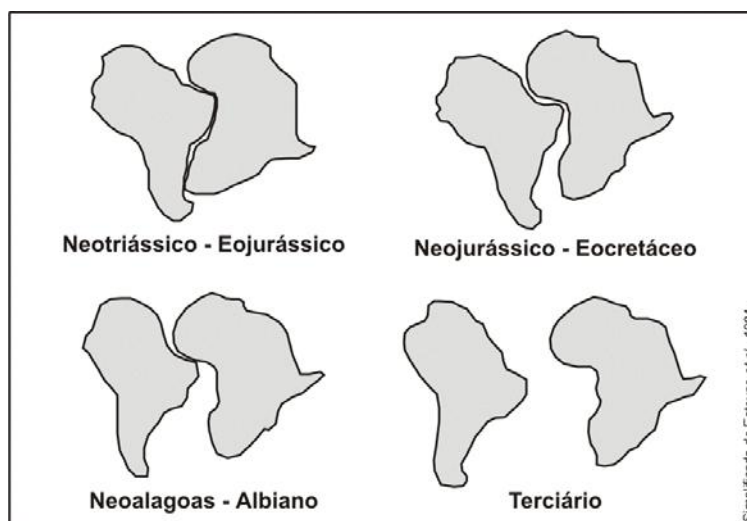


Figura 4 – Esquema de evolução da separação dos continentes africano e sulamericano. (Simplificado de Esteves *et al.*, 1984)

Uma barreira estabelecida ao sul pelo Alto Vulcânico de Florianópolis condicionou a entrada periódica de água salgada, originando, ao norte do referido alto, um mar hipersalino, provavelmente raso e estreito, responsável pela espessa seção evaporítica marinha (Esteves *et al.*, 1984).

A formação de uma ampla plataforma clástico-carbonática é resultado da continuada separação entre as placas durante o Eoalbio-Mesoalbio (Figura 5).

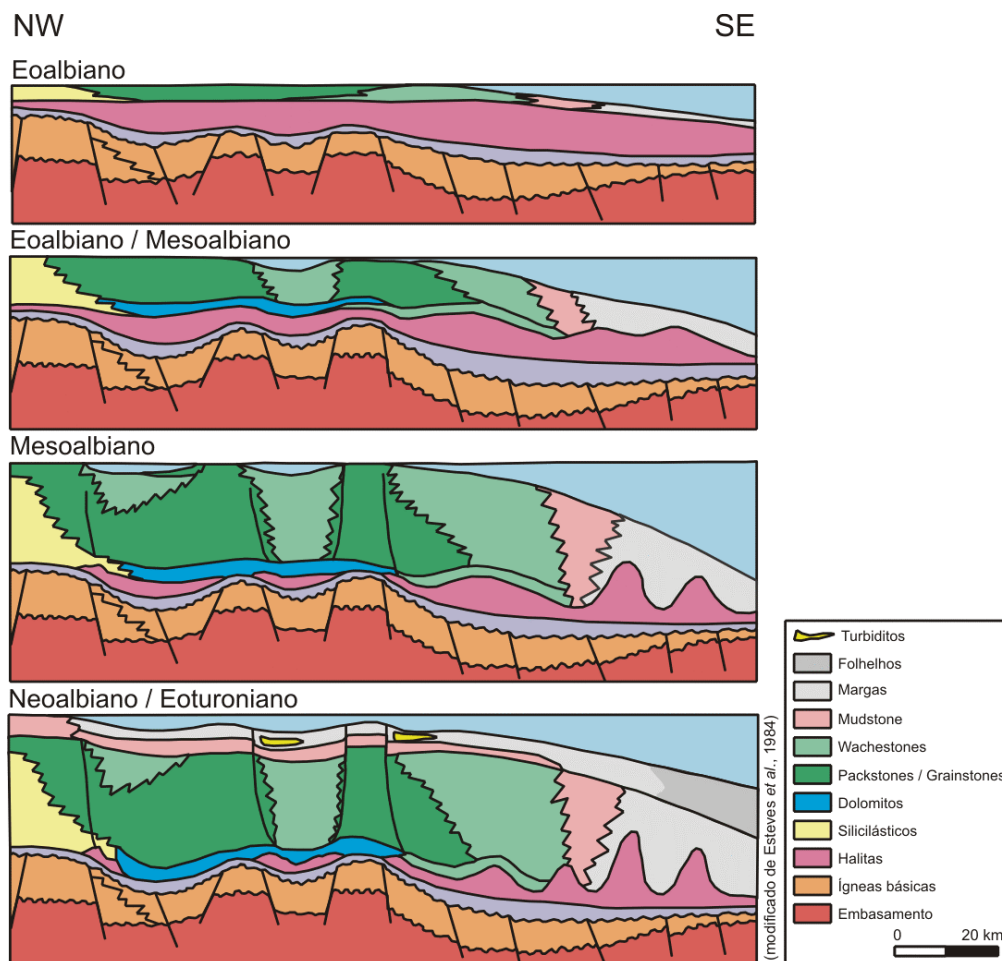


Figura 5 – Evolução Tectono-sedimentar da Bacia de Campos durante o Albiano/Eoturoniano. (Modificado de Esteves *et al.*, 1984)

A partir do Neoalbian, com a ligação entre os oceanos Atlântico Sul e Atlântico Norte, iniciou-se a transição da fase do pré-oceano para oceano aberto. A plataforma carbonática foi progressivamente afogada pelo o aumento do nível relativo do mar sobre a bacia.

3.1.4 ARCABOUÇO ESTRUTURAL

Segundo Barros (1980), o arcabouço estrutural da Bacia de Campos é constituído por falhas normais que originaram *horsts* e *grabens* e degraus escalonados, estes normalmente desenvolvidos no sentido do espessamento da bacia. Toda a estruturação desenvolve-se na direção SW-NE. Tal direção teria sido herdada do embasamento cristalino. Os falhamentos correspondentes à fase rifte desenvolveram-se no Neocomiano.

Os sedimentos do Albiano e também do Cretáceo Superior encontram-se deformados por estruturação adiastrófica resultante de movimentação plástica de camadas salinas, caracterizando a segunda fase tectônica, originando falhas de escorregamento (Barros, *op. cit.*).

A bacia apresenta-se relativamente pouco estruturada, salientando-se duas feições principais: a Plataforma de Campos e o Baixo de São Tomé, ambas instaladas na fase rifte e reativadas posteriormente.

A regressão mundial que ocorreu no Oligoceno Médio está registrada na bacia por um grande número de *canyons* profundos de mesma idade. Folhelhos oligocênicos da segunda subsequência transgressiva que preencheram os *canyons* poderiam ser responsáveis pela geração de gás, acumulado nas areias turbidíficas que preencheram esses *canyons* (Barros, 1980).

3.1.5 GEOHISTÓRIA DA BACIA DE CAMPOS

Segundo Mohriak (1988), a Geohistória da Bacia de Campos pode ser descrita como:

Cretáceo Inferior (Neocomiano)

- ❖ estiramento da Litosfera com afinamento crustal numa região com uma anomalia térmica no manto;
- ❖ vastos derrames de rochas basálticas;
- ❖ falhamentos ativos na crosta superior formando *hemi-grabens*, os quais são preenchidos por rochas flúvio-lacustres finamente granuladas;
- ❖ discordância regional após a deposição de alguns corpos de coquina, nova atividade tectônica resultando em conglomerados.

Aptiano

- ❖ incursão de água marinha do extremo sul do Atlântico Sul;
- ❖ deposição de rochas evaporíticas.

Albiano

- ❖ deposição de plataforma carbonática em um ambiente de mar raso;
- ❖ altas taxas de subsidência e sedimentação;
- ❖ acumulação de espessa seção carbonática regionalmente fraturada por falhas normais lístricas, separando os evaporitos aptianos.

Cretáceo Superior – Terciário Inferior

- ❖ rápida subsidência com baixa recarga clástica;
- ❖ aprofundamento do ambiente deposicional;
- ❖ pouca sedimentação, eventos de *bypassing* e erosão associados a correntes submarinas;
- ❖ discordâncias regionais;
- ❖ mobilização do sal durante todo o período;
- ❖ crescimentos das falhas, *grabens* e baixos locais;
- ❖ acumulação de arenitos turbidíticos.

Terciário Médio a Recente

- ❖ vasta deposição de arenitos turbidíticos no Eoceno;
- ❖ atividade halocinética, aumentando a intensidade conforme aumentava a profundidade das águas;
- ❖ formação de *canyons* submarinos na parte Centro-Sul da bacia;
- ❖ *offlap* regional de fácies marinho raso em depósitos marinho profundo;
- ❖ *onlap* regional de sedimentos na margem Oeste da bacia;
- ❖ falhas locais desde o embasamento na área Norte.

3.1.6 SISTEMA PETROLÍFERO

Segundo Pessoa *et al.* (1999), o sistema petrolífero da Bacia de Campos contém, *in place*, 60 bilhões de barris de óleo e 775 bilhões de metros cúbicos de gás natural total, englobando um dos sistemas petrolíferos mais produtivos na América do Sul.

Para Barros (1984), seguindo a classificação de Klemme (1971), a bacia apresenta característica dos tipos III (*Graben* ou *Rifte Valley*, com sedimentos das seqüências deltaica-lacustrina e evaporítica) e V (Bacia Marginal Aberta, com depósitos marinhos).

A maioria das acumulações encontra-se alinhada segundo a direção NE-SW, próximo à quebra da plataforma na parte sudeste da bacia.

Os principais reservatórios da seqüência continental são os basaltos fraturados da Formação Cabiúnas e os calcários bioclásticos lacustrinos da Formação Lagoa Feia, geralmente relacionados aos altos regionais do embasamento. As trapas nestes sedimentos são uma complexa combinação de altos estruturais e *pinch-outs* estratigráficos.

A Bacia de Campos possui três intervalos de rocha geradora (Barros, *op. cit.*):

- ❖ de potencial marinho, são argilas de idade Turoniana/Cenomaniana com média de 3 % de COT (Carbono Orgânico Total) e argilas e margas albianas contendo uma média de 6 % de COT;
- ❖ na seqüência transicional, as argilas hipersalinas aptianas intercaladas com calcários com média de 2 % de COT;
- ❖ e a principal rocha geradora, argilas lacustrinas salinas a ligeiramente salinas barremanas com média de 5 % de COT.

Pessoa *et al.* (1999) afirmam que o óleo e os extratos orgânicos revelam um arranjo idêntico de biomarcadores, sugerindo óleo de origem não marinha. Os diagramas de evolução geohistórica sugerem que o começo da geração do óleo se deu entre o Albiano e o Santoniano, alcançando o ápice durante o Mioceno, mas ainda gerando óleo atualmente. A deposição expressiva de sedimentos Oligo-miocênicos acelerou o processo de geração/ expulsão/migração do óleo dos sedimentos da Formação Lagoa Feia e criou um espesso selo acima dos reservatórios turbidíticos.

Estes autores ainda acreditam que os padrões de migração indicam que movimento do óleo se deu através de “janelas no sal”, falhas lístricas e normais, e por discordâncias até alcançar e preencher os reservatórios. A migração teria ocorrido principalmente durante o Terciário, das rochas com sedimentos lacustrinos até os reservatórios turbidíticos oligocênicos. Devido à migração ainda estar ocorrendo atualmente, o momento crítico de acumulação se encontra nos dias atuais.

Pode-se dividir as acumulações da Bacia de Campos em seis *plays* principais (Barros, 1984):

- ❖ Play Lagoa Feia: engloba os prospectos mais profundos nesta bacia, encontrando-se, em algumas áreas, a 5 000 m de profundidade. Caracterizado por folhelhos muito ricos em matéria orgânica de boa qualidade (“Folhelhos Verdes”), disponibilidade de reservatórios e razoável número de estruturas. Sua acumulação mais representativa é o Campo de Badejo. Os fechamentos das trapas, geralmente, são feitos por falhas e pelo mergulho regional.
- ❖ Play Macaé Calcarenito: apresenta, basicamente, trapas combinadas: flanco de falhas de crescimento associado a variações de fácies calcarenito-calcilutito. Como exemplos de acumulações, podem-se citar os campos de Garoupa e Pampo.
- ❖ Play Macaé Arenito: com trapas de forte controle estratigráfico, combinadas com falhas de crescimento devido a movimentações halocinéticas. São reservatórios compostos por corpos arenosos turbidíticos em fundo extremamente irregular, o que possibilitou o empilhamento de espessos pacotes de areia. Tem como acumulação típica o Campo de Namorado.
- ❖ Play Areias Carapebus do Cretáceo: apresenta trapas predominantemente estratigráficas com fechamento devido à compactação diferencial, mas parcialmente controlado por falhas. Seus reservatórios são areias turbidíticas, de extensão mais desenvolvida que o *play* anterior. Pode-se citar o Campo de Pargo como exemplo.

- ❖ Play Carapebus do Eoceno: com trapas essencialmente estratigráficas e com algum controle estrutural. Seus reservatórios também são areias turbidíticas, de grande extensão e espessura, alcançando, por vezes, mais de 200 m. Os campos de Enchova e Enchova Leste são bons exemplos desse tipo de *play*.
- ❖ Play Carapebus do Oligoceno: tem trapas predominantemente estratigráficas, em parte paleogeomorfológicas. Os Campos de Enchova Leste e Marlim podem ser considerados bons exemplos desse *play*.

3.1.6.1 O Gradiente Geotérmico da Bacia de Campos

Com base em dados de 404 poços, Jahnert (1987) realizou um estudo do comportamento do gradiente geotérmico na Bacia de Campos, estabelecendo que a configuração estrutural e as diferentes condutividades térmicas das rochas e fluidos são fatores fundamentais de controle da distribuição das temperaturas na bacia. Contudo, determinadas áreas com temperaturas anormalmente altas estão associadas à maior proximidade de uma fonte térmica e/ou a processos de transferência de calor por movimentação de fluidos.

Tomando-se o valor de 42,05 °F/km (23,36 °C/km) como valor médio do gradiente geotérmico da bacia, Jahnert (*op. cit.*) percebeu que as áreas mais quentes situam-se na parte norte da Bacia de Campos e na área entre o Cabo de São Tomé e o Alto Regional de Badejo. Nas áreas dos campos de Pampo, Badejo, Linguado e adjacências, ocorrem os mais baixos gradientes geotérmicos desta bacia. Também observou, por meio das isotermas 2 500 e 3 000 m, que existe um trend SW-NE situado na faixa de ocorrência da maioria dos campos de óleo de temperaturas mais elevadas. Ao comparar seções geotérmicas com a disposição estrutural e estratigráfica dos pacotes litológicos, notou uma tendência das isotermas a concordarem com a disposição das camadas e com o relevo do fundo da bacia.

Ainda segundo Jahnert (1987), as feições tectônicas que mais influenciam a distribuição das temperaturas na bacia são o Baixo de São Tomé, o Alto Regional de Badejo, o falhamento limite da bacia Pré-Aptiana, o falhamento terciário e as falhas com direção NW-SE situadas ao norte dos campos de Pargo e de Badejo, possíveis componentes de um sistema tectônico transcorrente (Figura 6).

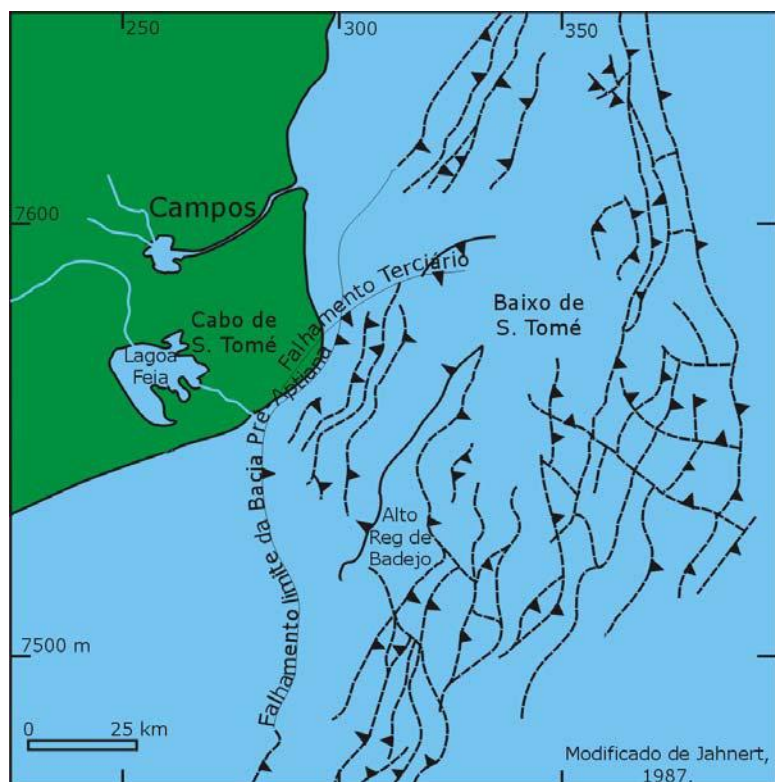


Figura 6 – Mapa estrutural da Bacia de Campos. (Modificado de Jahnert, 1987).

3.1.7 BREVE HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO NA BACIA DE CAMPOS

A atividade exploratória na Bacia de Campos começou por volta de 1958, com levantamentos sísmicos de reconhecimento e perfuração do primeiro poço estratigráfico (2-CST-1-RJ). As armadilhas são dos tipos estrutural, misto e estratigráfico, e são freqüentes alterações nas características permoporosas e mudanças repentinas de espessura dos reservatórios (Peres & Arso, 1986).

Os carbonatos de plataforma rasa do Membro Quissamã foram um grande marco na história exploratória da Bacia de Campos, pois foi neste membro que ocorreu a primeira descoberta comercial de hidrocarbonetos, com o Campo de Garoupa (1974), que passou a ser o primeiro campo produtor de hidrocarbonetos em carbonatos de toda a plataforma continental brasileira. Seus reservatórios constituem, ainda hoje, importante objetivo exploratório, tendo como destaque os campos de Pampo, Linguado, Bicudo, Bonito e Enchova, representando cerca de 18 % de óleo *in place* da bacia (Guardado & Spadini, 1987).

Segundo Baumgarten & Scuta (1988, 1989), o Campo de Pampo foi descoberto em julho de 1977, começando a produzir em dezembro de 1980. Possui as formações Lagoa Feia e Macaé como produtoras, tendo óleo 20 °API no reservatório Macaé, 30 °API nas coquinas da Formação Lagoa Feia, enquanto no Membro Carapebus ocorreram pequenas acumulações não representativas de hidrocarboneto, com menos de 13 °API. Este campo ocupa o primeiro lugar na Bacia de Campos, em volume de óleo *in situ*, até a cota batimétrica dos 200 m, e até esse limite, considerando reservatórios individualmente, os volumes de óleo *in place* e recuperável da Formação Macaé de Pampo aparecem na segunda e terceira posições respectivamente. O reservatório Macaé ocupa a parte superior dos depósitos da plataforma rasa da Formação Macaé (Albo-Cenomaniano), informalmente conhecidos como “Macaé Inferior” ou “Água Rasa”. É capeado por calcilutitos, e estes por margas, conhecidos por “Macaé Superior” ou “Bota”.

A primeira descoberta de petróleo nas coquinas da Formação Lagoa Feia, em novembro de 1975, deu origem ao Campo de Badejo, que possui os sedimentos vulcano-sedimentares da Formação Lagoa Feia como formação produtora, logo após vindo a ser descobertos os campos Linguado (que tem como produtoras as formações Lagoa Feia e

Macaé) e Trilha (possuindo apenas a Formação Lagoa Feia como produtora), todos localizados na parte central do Alto Regional de Badejo, na Bacia de Campos (Baumgarten *et al.*, 1988).

O Campo de Albacora, localizado na parte nordeste da Bacia de Campos, a cerca de 110 km do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água entre 250 e 1 000 m, possui como horizontes produtores os arenitos turbidíticos cretácicos da Formação Macaé Superior e os arenitos turbidíticos terciários eocênicos, oligocênicos e miocênicos da Formação Carapebus. (Cruz *et al.*, 1987).

O Campo de Garoupa, situado entre as cotas batimétricas de 120 a 130 m, produz petróleo apenas dos calcarenitos e calcirruditos da Formação Macaé, que se acunham em todos os sentidos, com traçamento estrutural (mergulho e falha) e estratigráfico (acunhamento deposicional) (Baumgarten, 1989).

Mohriak (1988), em sua tese de doutoramento, cita as principais acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, a saber:

- ❖ Arenitos Mioceno/Oligoceno = Enchova Oeste, Bonito, Moréia, Marlim, Albacora.
- ❖ Arenitos Eoceno = Enchova, Bonito, Bicudo, Cherne, Bagre, Viola, Vermelho, Parati, Anequim, Garoupinha.
- ❖ Arenitos Eoceno Inferior/Paleoceno/Cretáceo Superior = Piraúna, Marimbá, Corvina, Malhado, Pargo, Carapeba.
- ❖ Arenitos Cenomaniano/Albiano = Namorado, Bagre, RJS-150, Albacora.
- ❖ Calcários Albiano = Pampo, Enchova, Bonito, Bicudo, Garoupa
- ❖ Coquina Neocomiano = Pampo, Badejo, Linguado, Trilha.
- ❖ Basalto fraturado Neocomiano = Badejo e Linguado.

Esse autor também descreve, em poucas palavras, algumas ocorrências de hidrocarbonetos nesta bacia.

- ❖ Bajejo: esse campo produz óleo de 27 °API em coquinas e basaltos Neocomianos. Os basaltos também produzem óleo de fraturas e vesículas causadas pela dissolução de calcita que originalmente preenchia estas amígdalas (Pimentel e Gomes, 1982, *apud*, Mohriak, 1988). Estas rochas ígneas geralmente têm baixas porosidade e permeabilidade. Entretanto, foram afetadas por microfaturas, podendo ter zonas brechadas com porosidade interconectada. O trapeamento (*Play* Neocomiano) é estratigráfico-estrutural, com o fechamento causado por falhas de pequena escala na seqüência neocomiana, e o componente estratigráfico é dado por *pinch-out* da coquina nos altos do embasamento.
- ❖ Linguado: produz óleo com alto grau API (29-32) das coquinas neocomianas, com alguma saturação de hidrocarbonetos nos calcários Macaé, e óleo pesado (17 °API) nos arenitos eocênicos. O trapeamento é similar ao de Bajejo.
- ❖ Pampo: o óleo (29 °API) encontra-se acumulado nas coquinas neocomianas (4-RJS-55-RJ e 3-PM-2-RJ), e nos calcários Macaé (1-RJS-040-RJ). Presença de óleo pesado (13 °API) nos arenitos eocênicos (1-RJS-40-RJ e 3-PM-2-RJ).
- ❖ Trilha: acumulação de óleo (31-33 °API) nas coquinas.
- ❖ Bicudo: o óleo (24 °API) encontra-se acumulado nos arenitos turbidíticos eocênicos (1-RJS-28-RJ) e nos calcários albianos da Formação Macaé (7-RJS-158D-RJ). O trapeamento para o Eoceno corresponde aos de um típico *play* eocênico, com empilhamento dos reservatórios. A produção dos calcários está associada a um típico *play* albiano.
- ❖ Bonito: *plays* eocênicos e albianos, com empilhamento do reservatório são observados neste campo. O óleo varia desde 30 °API (arenitos turbidíticos eocênicos) a 27 °API (calcários albianos). Também se pode notar gás nos arenitos oligocênicos, os quais mostram características de *play* eocênico.
- ❖ Enchova: similar ao campo de Bonito, no que diz respeito às variações dos reservatórios. Óleo e gás são produzidos a partir de arenitos eocênicos e oligocênicos (27 °API) e de calcários albianos (22 °API).

- ❖ Enchova-Oeste: o tipo de trapeamento corresponde ao *play* oligocênico-miocênico (*canyon*). Produz óleo de 24 °API a partir de reservatórios de arenitos turbidíticos oligo-miocênicos.
- ❖ Malhado: tem óleo (28 °API) nas seqüências de arenitos turbidíticos do Eoceno Inferior/Paleoceno/Cretáceo Superior. O estilo de trapeamento corresponde ao *play* Terciário Inferior.
- ❖ Área do 1-RJS-116-RJ: acumulação de óleo e gás nos arenitos turbidíticos oligo-miocênicos.
- ❖ Piraúna: típico *play* eocênico, responsável pela acumulação de óleo de 28 °API em arenitos turbidíticos eocênicos.
- ❖ Marimbá: espessa seqüência de arenitos do Cretáceo Superior com produção de óleo de 29 °API.
- ❖ Corvina: *play* Terciário Inferior, responsável pela acumulação de óleo de 29 °API em arenitos turbidíticos.
- ❖ Área do 1-RJS-046-RJ: acumulação de óleo é encontrada no Arenito Namorado (Albo-cenomaniano) com 21 °API. Arenitos eocênicos contêm óleo com 27 °API.
- ❖ Cherne/Bagre: *play* Albo-cenomaniano/Eoceno. Os óleos encontrados nos Arenitos Namorado e Eoceno apresentam densidades similares (23-24 °API).
- ❖ Namorado: espessos depósitos de arenitos canalizados de idade Albo-cenomaniano, com óleo de 28 °API. Os arenitos turbidíticos eocênicos também apresentam alguma saturação de hidrocarbonetos.
- ❖ Área do 1-RJS-211-RJ: Arenito Namorado (Albo-cenomaniano) com saturação de óleo de 26 °API.
- ❖ Parati: arenitos turbidíticos eocênicos com produção de óleo de 28 °API.
- ❖ Anequim: como o campo de Parati, o *play* eocênico é responsável pela acumulação de óleo com 28 °API.
- ❖ Garoupa: produção de óleo (31 °API) a partir de calcários albianos.
- ❖ Garupinha: arenitos turbidíticos eocênicos com produção de óleo de 31 °API.

- ❖ Carapeba: produção de óleo (21 °API) a partir de espessa seqüência de arenitos turbidíticos coniacianos-santonianos.
- ❖ Pargo: produção de óleo (21-24 °API) a partir de arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior.
- ❖ Vermelho: espessa seqüência de arenitos turbidíticos eocênicos com produção de óleo com 24 °API no topo dessa seqüência.
- ❖ Viola: típica acumulação em *play* eocênico, com óleo de 27 °API.
- ❖ Moréia: arenitos turbidíticos oligo-miocênicos com óleo de 20 °API. O tipo de trapeamento corresponde a *play* oligo-miocênico. Também se pode encontrar óleo (28 °API) no topo da seqüência dos arenitos eocênicos.
- ❖ Marlim: campo gigante com óleo de 19-21 °API em arenitos turbidíticos oligo-miocênicos.
- ❖ Albacora: campo gigante, com acumulação de óleo tanto no Arenito Namorado (Albo-cenomaniano, 27 °API) quanto na seqüência oligo-miocênica.

3.2 O Campo de Namorado

Localizado na porção Central-Norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos, o Campo de Namorado situa-se a 80 km da costa, em cotas batimétricas variando de 110 a 250 metros (Figura 7). Foi descoberto em novembro de 1975 pelo poço pioneiro 1-RJS-0019-RJ e nele foram perfurados 56 poços, sendo 14 exploratórios e 42 de desenvolvimento. Entrou em produção, em caráter provisório, por meio de um sistema de produção antecipada em junho de 1979. A perfuração dos poços de desenvolvimento começou em dezembro de 1982 através da plataforma PNA-1A, com 15 guias, e da PNA-2, com 24. A produção, já com o sistema definitivo, iniciou-se em agosto de 1983, com os poços 7-NA-7-RJ e 7-NA-8D-RJ. O programa de recuperação secundária teve início em maio de 1984, usando a técnica de injeção de água do mar. (Menezes & Adams, 1988).



Figura 7 – Mapa de localização do Campo de Namorado.

Segundo Menezes & Adams (1988), o reservatório do Campo de Namorado tem cerca de 22 km² e apresenta geometria externa lenticular/tabular, com limite inferior nos carbonatos da Formação Macaé, limite superior nos folhelhos e margas da Formação Macaé e limites laterais norte e sul por *pinch-out* e sudeste, noroeste e sudoeste por falhas, tendo extensão máxima na direção NW-SE (Figura 8).

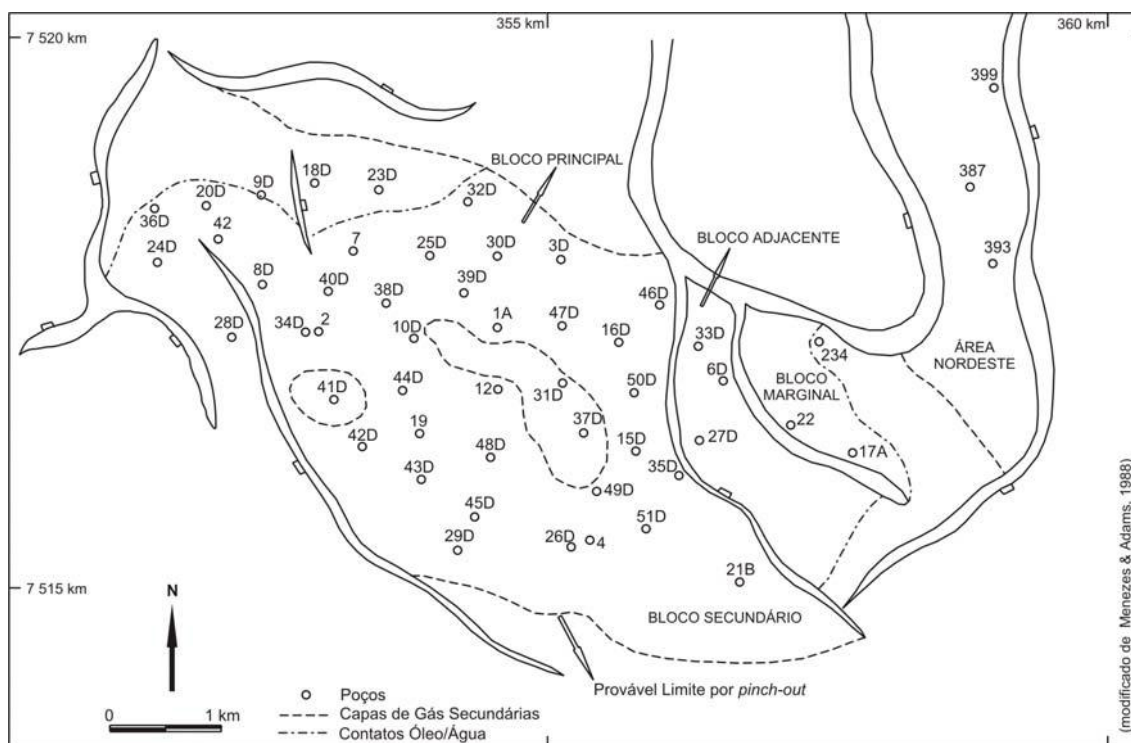


Figura 8 – Mapa de localização de poços no reservatório Namorado. (Modificado de Menezes & Adams, 1988).

Tem espessura média de 60 m, podendo variar entre 5 e 130 m, largura média de 4 km, podendo variar entre 2 e 6 km e comprimento mínimo de 9 km e máximo de 14 km. Os fluidos acumulados têm vários níveis de trapeamento, que são controlados por pontos de derramamento, ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica (Menezes & Adams, 1988).

O campo é composto por reservatórios turbidíticos (arenito Namorado) de idade Albiano-Turoniana, depositados em calhas estruturais controladas por almofadas de sal, posicionadas na parte superior da Formação Macaé, ocorrendo, neste campo, a profundidades entre 2 900 e 3 400 metros.

Ao final do Cretáceo, durante uma das mais importantes movimentações halocinéticas da Bacia de Campos, eventos como fugas súbitas das almofadas de sal e de desenvolvimento de grandes falhas de crescimento provocaram significativas

inversões estruturais, posicionando o que antes eram baixos em pontos estruturalmente mais altos.

Menezes & Adams (1988) ainda citam que o reservatório tem geometria interna heterogênea de baixo grau, com estruturas primárias, predominantemente arenitos maciços de constituição arcósica e textura granulométrica média de tamanho médio, com seleção média regular e com grau de arredondamento e esfericidade, no geral, baixos.

Neste campo existe óleo de 28° API e viscosidade de 7 cP. Possui fator de recuperação da ordem de 44 %. (Menezes *et al.*, 1996, pg. 154). O gradiente geotérmico é de cerca de 33 °C/km e as velocidades sísmicas do reservatório variam entre 2 950 e 3 250 m/s.

3.3 Interpretação Geofísica

Para Peres & Arso (1986), a evolução do método sísmico de reflexão, especialmente no setor de processamento sísmico, contribuiu sobremaneira para o desenvolvimento de campos petrolíferos, tornando-o mais ágil e menos oneroso. As empresas de petróleo lançam mão deste método nas mais variadas atividades, desde a exploração em escala regional, passando, via processamentos especiais, ao mapeamento ao nível de reservatório, até levantamentos sísmicos para observação da migração do óleo *in situ*.

Uma interpretação geológica precisa depende muito da resolução da sísmica, e, no caso da Bacia de Campos, geralmente, esta resolução é muito boa, facilitando a delimitação de limites estruturais e/ou estratigráficos de interesse.

3.3.1 USO DA SÍSMICA

Esta seção baseia-se em Pessoa *et al.* (1999), que demonstra que a Bacia de Campos apresenta diferentes aspectos em sua resposta sísmica. Os turbiditos têm respostas diferentes, dependendo de sua localização geográfica e de sua profundidade. Atributos sísmicos como amplitude, velocidade intervalar, fase instantânea, frequência instantânea e AVO são ferramentas que ajudam no mapeamento de arenitos turbidíticos e, eventualmente, na avaliação da possibilidade da existência de hidrocarbonetos.

3.3.1.1 *ROCHA GERADORA*

As principais rochas geradoras desta bacia são os folhelhos da Formação Lagoa Feia (Barremiano), intercalados com rochas carbonáticas caracterizadas por amplitudes sísmicas negativas. Devido a forte contraste de velocidade e densidade entre os folhelhos e os carbonatos, as amplitudes podem ser absolutamente baixas nesta formação. Todavia, em toda a bacia, os folhelhos e carbonatos originam refletores paralelos com forte contraste sísmico, e anomalias negativas e positivas. Os refletores associados com potenciais rochas geradoras marinhas, principalmente na parte albiana, mostram um aumento na intensidade de amplitudes negativas em águas profundas, provavelmente relacionados à presença de óleo.

3.3.1.2 *RESERVATÓRIOS*

3.3.1.2.1 Basaltos – Formação Cabiúnas

Os basaltos são considerados reservatórios não convencionais. O óleo é trapeado em fraturas e vesículas. Sismicamente, mostram alta velocidade e amplitudes positivas. Entretanto, o topo do basalto está geralmente intemperizado e, conseqüentemente, os atributos sísmicos mostram amplitudes negativas.

Por sua grande profundidade, os basaltos da Formação Cabiúnas apresentam sinais de baixa frequência.

3.3.1.2.2 Coquinas – Formação Lagoa Feia

As coquinas, depositadas sobre ao embasamento basáltico dos altos estruturais ou próximas a ele, são claramente boas rochas-reservatório. Esses sedimentos mostram um coeficiente de reflexão positivo. A resolução da sísmica é fraca nos campos de óleo, relacionada à baixa freqüência. Existem casos, em que a fase instantânea ajuda a delimitar os *pinch-outs* das coquinas nos basaltos. A presença de fortes amplitudes positivas nos altos estruturais está associada à acumulação de óleo.

3.3.1.2.3 Carbonatos – Formação Macaé (Membro Quissamã)

Os carbonatos deste membro são facilmente identificados em estruturas de *roll-over* criadas por halocinese. Foram descobertos, e produzidos, hidrocarbonetos em estruturas *roll-over* em toda a Bacia de Campos. O topo deste membro é bem definido por contraste positivo entre calcilutitos de altas velocidade e porosidade e folhelhos de baixa velocidade.

O Membro Quissamã é caracterizado na porção superior por uma seqüência rítmica intercalada por carbonatos porosos e não-porosos, produzindo alternância entre contrastes positivos e negativos no dado sísmico. Este conceito foi utilizado para a definição do Refletor Carbonato.

3.3.1.2.4 Arenitos – Arenito Namorado – Formação Macaé

Caracterizado por turbiditos de idade Albiano-Cenomaniana, o Arenito Namorado geralmente possui excelente porosidade. Sísmicamente, mostra coeficientes de reflexão negativos, fortemente marcados, caso exista óleo; este conceito que serviu de embasamento para a interpretação do refletor Topo do Reservatório. Estes arenitos, nos campos de Namorado e Cherne, foram depositados em profundos canais adjacentes a paredes de sal. Tardiamente, durante a halocinese, esses canais foram erguidos e

alocados em fechamentos estruturais. No Campo de Albacora, esses arenitos estão bem distribuídos e suas estruturas não são tão visíveis como nos campos de Namorado e Cherne.

3.3.1.2.5 Arenitos – Formação Carapebus

Os turbiditos desta formação englobam os andares Turoniano, Santoniano e Maastrichtiano, e formam espessos reservatórios bem distribuídos, especialmente importantes na indústria petrolífera. Sismicamente, podem possuir tanto refletores negativos quanto positivos, dependendo de feições geológicas internas e das propriedades das rochas adjacentes. Discordâncias múltiplas foram assinaladas como sendo a principal causa dessa mudança entre os refletores, visto que diferentes tipos de rochas estão depositados no topo das discordâncias.

Em águas rasas no norte da Bacia de Campos, os turbiditos cretácicos têm coeficientes de reflexão positivos e baixa amplitude; em águas profundas, os turbiditos mais rasos possuem coeficientes negativos e, por vezes, amplitudes anômalas, enquanto os turbiditos mais profundos não mostram contraste em relação ao meio.

3.3.1.2.6 Arenitos – Formação Carapebus (Eoceno)

Bastante similar aos turbiditos cretácicos, no que diz respeito à mudança na representação sísmica de acordo com sua profundidade. Em águas rasas, predominam coeficientes de reflexão positivos, como nos campos de Parati e Anequim; contudo, mais ao sul, ainda em águas rasas, como nos campos de Bicudo e Corvina/Malhado, o coeficiente de reflexão é negativo. Em águas profundas, esses turbiditos apresentam coeficientes negativos. Os atributos sísmicos são os principais pontos a se observar no mapeamento desses reservatórios.

3.3.1.2.7 Arenitos – Formação Carapebus (Oligoceno/Mioceno)

São turbiditos de fundo de bacia, não confinados, limitados por folhelhos espessos. Os campos gigantes em arenitos Oligo-miocênicos apresentam combinação entre fechamentos estruturais e acunhamentos estratigráficos dos turbiditos. Sismicamente, sempre mostram coeficientes de reflexão negativos e, por vezes, amplitudes anômalas, e *bright-spots* na presença de gás.

3.4 O Marco Azul

Desde 1985, verificou-se que os principais reservatórios arenosos produtores da Bacia de Campos situam-se acima de uma camada-marco oligocênica de forte expressão regional, denominada “Marco Azul” (Gambôa *et al*, 1986, *apud* Shimabukuro, 1987).

Esse marco representa depósitos distais, equivalentes aos carbonatos do Membro Siri da Formação Emborê. Sua expressão sísmica é de refletor forte, de amplitude positiva, bastante marcante na parte externa da bacia, entretanto menos conspícuo na região próxima à plataforma continental oligocênica. Nos perfis elétricos, apresenta valores baixos nos registros de raios gama, alta resistividade e baixo tempo de trânsito, sugerindo intercalações de calcilutitos e margas, o que pode ser comprovado em testemunhos, ao quais, em observação ao microscópio óptico e eletrônico de varredura (MEV), permitem verificar que o calcilutito consiste basicamente de nanofósseis calcários do gênero *Braarudosphaera* muito recristalizados (“*Braarudosphaera chalk*”) (Gambôa *et al.*, *op. cit.*).

É datado através de nanofósseis calcários como sendo de idade Oligoceno Inferior (Rupeliano) (Shimabukuro, 1987).

4 ANÁLISE DE DADOS

Os dados utilizados para a construção do modelo tridimensional, como já mencionado, foram cedidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) através da política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas.

Foi utilizado todo o conjunto de linhas sísmicas migradas cedidas pela Agência, formando um bloco tridimensional, composto de dados do levantamento 0228_CAMPOS_SUL_10A, englobando desde a linha 0228-2672 até a linha 0228-2835, cobrindo a área sudeste do bloco de Namorado, Bacia de Campos (Figura 9).



Figura 9 – Localização das linhas sísmicas interpretadas. (Baseado no mapa cedido pela –ANP/SDT)

Os dados de poços não foram aplicados no Gocad® para amarrar a sísmica, porque os perfis encontravam-se com o eixo Z em profundidade (metros) e os dados sísmicos em tempo duplo (segundos), sendo necessário realizar uma conversão prévia para utilizá-los simultaneamente.

Para realizar tal conversão, no Gocad®, é preciso ter em mãos os dados de *checkshot* dos poços, se for o caso de convertê-los de profundidade para tempo, ou o mapa de velocidades, para a conversão dos dados sísmicos de tempo para profundidade. Os dados de poços cedidos pela ANP não continham informação de *checkshot*, e as informações sobre as velocidades não são consideradas públicas pela ANP, e portanto não são disponibilizadas. Por isso, não foi possível a amarração dos poços à sísmica.

Contudo, uma amarração de checagem foi realizada com o auxílio de um especialista, em outro *software* de interpretação, confirmando o posicionamento do refletor topo e base do reservatório e sua falha de fechamento.

4.1 Interpretação dos Refletores

As reflexões sísmicas são o registro do tempo do percurso (ida e volta) de ondas sísmicas geradas artificialmente na superfície e refletidas em interfaces físicas das rochas. Estas interfaces demarcam o contraste de impedância acústica entre dois pacotes rochosos contíguos. A impedância acústica define-se como o produto da velocidade sísmica de um intervalo de rochas pela sua densidade, sendo a impedância que determina o espalhamento da energia sísmica na forma de reflexão e refração das ondas elásticas.

Segundo Ribeiro (2001), as reflexões não correspondem necessariamente aos contatos litológicos, já que a impedância acústica não é um fiel indicador de litologias, e geralmente os contatos entre litologias diferentes são gradacionais, mascarando uma interface nítida entre diferentes litologias superpostas ou adjacentes. Assim sendo, visto que as unidades litoestratigráficas formais, tais como Membro e Formação, são definidas com base em variações litológicas, as reflexões sísmicas não apresentam, obrigatoriamente, correspondência com os limites dessas unidades.

Na interpretação realizada considerou-se que o *onlap* costeiro indica uma subida relativa do nível do mar e consiste na deposição de sedimentos costeiros em progressivo *onlap* na direção do continente. Uma subida relativa do nível do mar, ao dar origem ao *onlap* costeiro, pode ser causada por três situações: a) uma subida eustática, enquanto o substrato da bacia subside, fica estacionário ou ascende em razão inferior à subida eustática; b) quando o substrato da bacia subside e o nível do mar mantém-se estável e c) quando o substrato da bacia subside numa razão maior do que uma queda eustática (Ribeiro, 2001).

Neste trabalho, o bloco sísmico tridimensional foi interpretado visando à identificação dos refletores de maior importância geológica e econômica, tais como refletores base e topo do reservatório e falhas. Foram interpretados os seguintes refletores:

1. Refletor Fundo Marinho: caracterizado por apresentar os primeiros valores positivos de amplitude (sinal de cor vermelha), representando a morfologia do fundo marinho (Figura 10).

2. Refletor Truncamento: caracterizado pela presença de refletores que “truncam” este refletor, ou seja, têm terminações interpretadas como estratos ao longo de uma superfície discordante devido a efeitos erosivos ou estruturais pós-deposicionais (Figura 10). Também observa-se a presença de *onlap*, isto é, os refletores têm padrões de terminação mergulho acima sobre refletores subjacentes. Este refletor apresenta valores negativos de amplitude (sinal de cor azul).

Interpretou-se que este *onlap* seja costeiro, já que a área está numa região de plataforma rasa (Pessoa Neto, informação verbal, 2004).

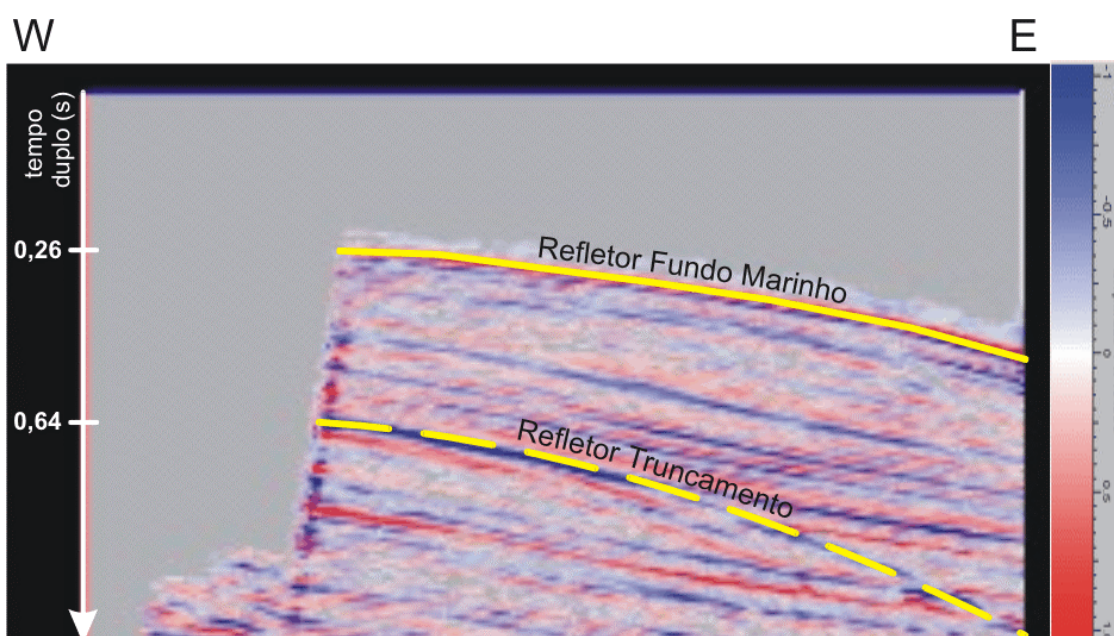


Figura 10 – Refletores Fundo Marinho e Truncamento, *inline 2766*.

3. Refletor Um: foi interpretado com a finalidade de assinalar o primeiro refletor a não ser afetado pela falha subjacente a ele. É caracterizado por apresentar valores positivos de amplitude (sinal de cor vermelha) (Figura 11) e por estar presente em todo o dado sísmico 3D interpretado.
4. Refletor Falhado: foi interpretado com o objetivo de analisar a separação causada pela falha que o afeta nesta região. Assim como o Refletor Um, apresenta valores positivos de amplitude (sinal de cor vermelha) (Figura 11) e também pode ser observado em todo o dado sísmico 3D.

5. Falha Um: pôde ser interpretada através da descontinuidade dos refletores que ela corta. Pode-se inferir que se trata de uma falha normal com direção de mergulho para nordeste (Figura 11).

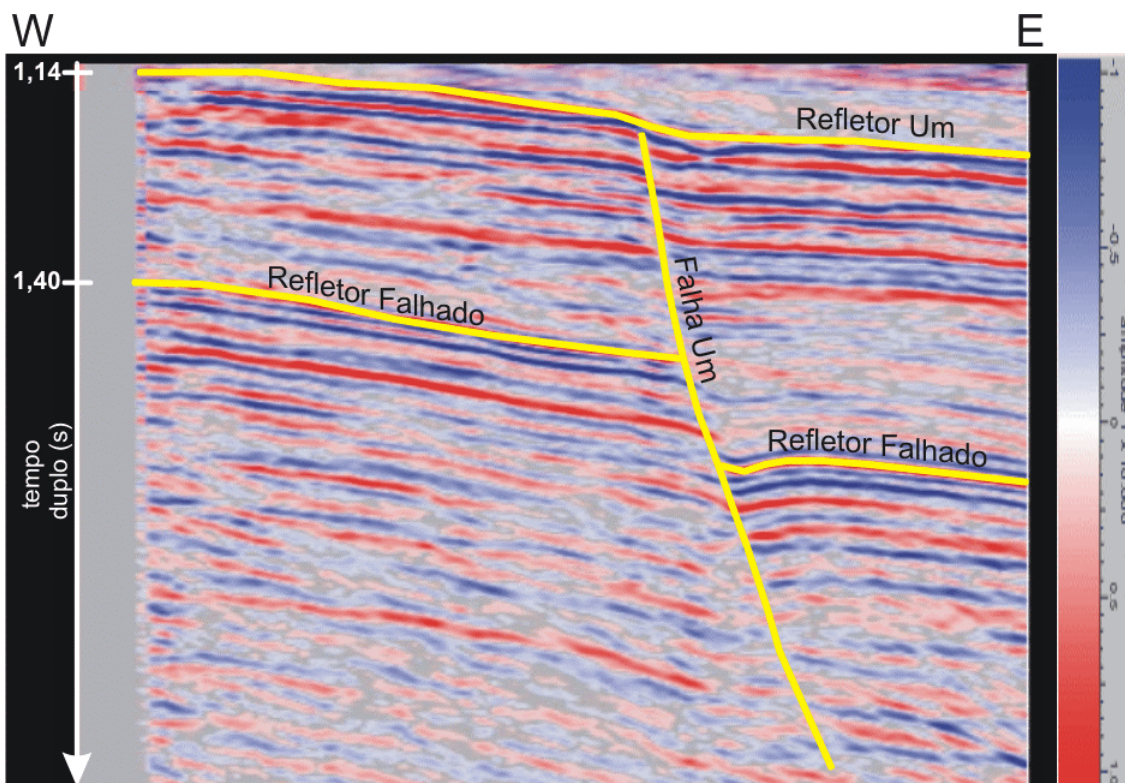


Figura 11 – Refletores Um e Falhado e Falha Um, *inline* 2766.

6. Refletor Topo do Reservatório: pode-se dizer que este refletor é o topo do Reservatório de Namorado de acordo com a amarração feita juntamente com um especialista. Caracteriza-se por apresentar valores negativos de amplitude (sinal azul) (Figura 12) (vide seção 3.3.1.2.4).
7. Refletor Base do Reservatório: assim como o Refletor Topo do Reservatório, este refletor foi interpretado com o auxílio de um especialista. É interpretado como sendo a entrada do refletor com amplitudes positivas (cor vermelha), ou seja, o ponto de inflexão entre as amplitudes negativa e positiva, subjacente ao Refletor Topo (Figura 12).
8. Falha do Reservatório: também interpretada através da descontinuidade dos refletores Topo e Base do Reservatório (Figura 12). Caracteriza-se por ser bem sutil e por dar fechamento ao Reservatório de Namorado, como pode ser observado na Figura 8, descrito por Menezes & Adams (1988). Pôde-se inferir,

através da interpretação, que se trata de falha normal com direção de mergulho para Leste.

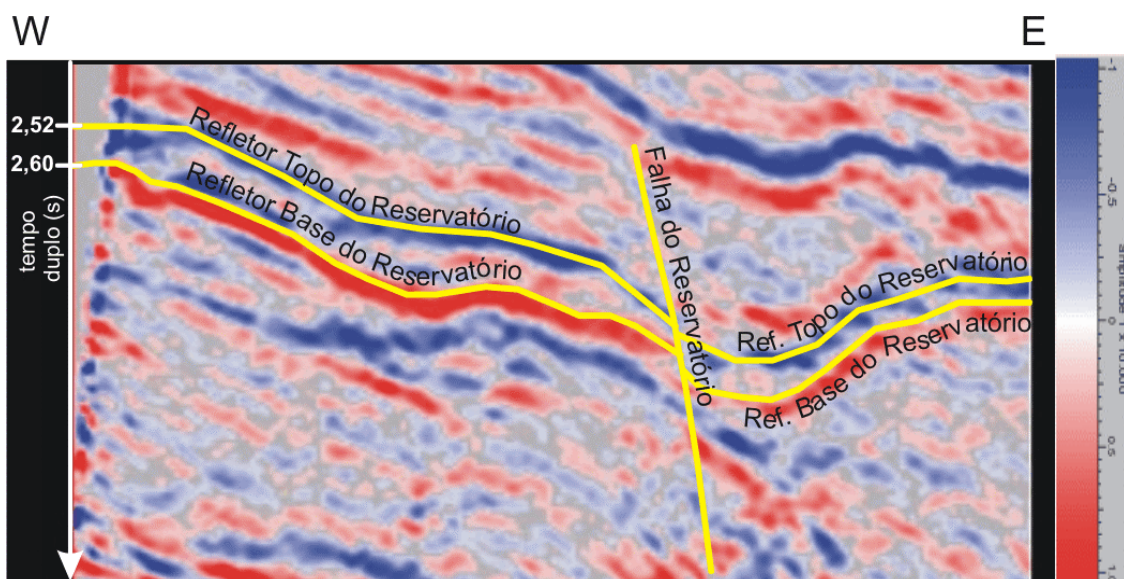


Figura 12 – Refletores Topo e Base do Reservatório e Falha do Reservatório, *inline 2766*.

9. Reflator Carbonato: este refletor foi assim denominado por apresentar feições deposicionais mais elevadas topograficamente em relação às camadas subjacentes, podendo ser o resultado de processos sedimentares, vulcânicos ou biogênicos (leques de águas profundas, lobos deposicionais de escorregamento associados a turbiditos, contornitos, recifes e outros tipos de construções (carbonáticas, vulcânicas, etc)) (Ribeiro, 2001).

Este corpo foi interpretado como sendo carbonático, já que possui topo com alternância de refletores de baixa (sinal azul) e alta (cor vermelha) amplitudes (vide seção 3.3.1.2.3) e base com refletores de alta amplitude, amalgamando-se na direção oeste (Figura 13). Não se pode afirmar com certeza se este corpo é carbonático ou não, já que nenhum poço perfurou até sua profundidade.

10. Reflator Topo do Sal: trata-se de refletor de valores de baixa amplitude (cor azul) abaixo do qual o sinal sísmico perde sua definição, ou seja, os refletores tornam-se incoerentes (Figura 13). Pode significar que seja um corpo salino, entretanto não se pode afirmar com certeza, visto que não há dados de poços para confirmar a interpretação. Abaixo de tal refletor, podem-se observar algumas múltiplas do mesmo, inseridas na zona de pouca definição. E justamente esta baixa definição não permite que se estipule o topo do

embasamento, lembrando que apenas três poços, em toda a Bacia de Campos, perfuraram até o embasamento (vide 3.1.2.1).

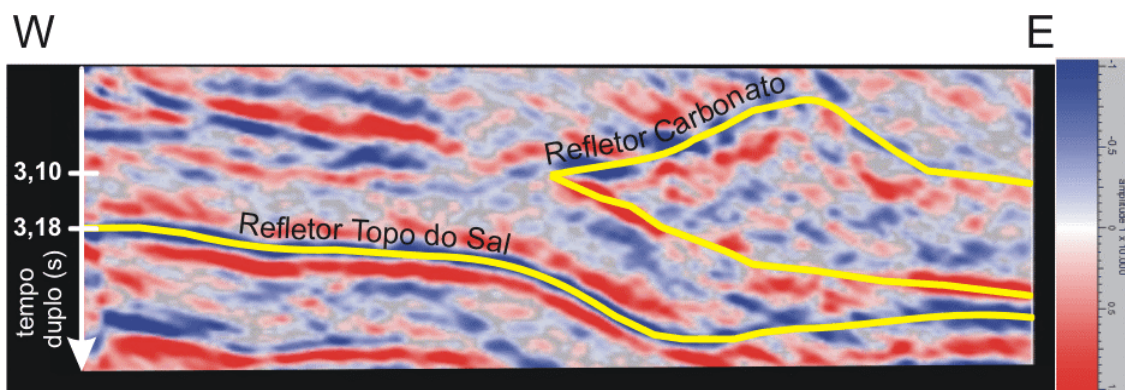


Figura 13 – Refletores Carbonato e Topo do Sal, *inline 2766*.

5 RESULTADOS

Os refletores modelados (refletores Fundo Marinho, Truncamento, Um, Falhado, Topo do Reservatório, Base do Reservatório, Carbonato e Topo do Sal e as Falhas Um e do Reservatório) foram identificados nas *inlines* 2759 e 2766, sendo então amarrados para as *inlines* vizinhas. Com isso, obteve-se a interpretação individual de cada refletor nas 239 *inlines* contidas bloco sísmico 3D do Campo de Namorado, Bacia de Campos.

De posse das informações contidas nessas linhas, foi possível elaborar dez superfícies, caracterizando o modelo geológico tridimensional objetivado neste trabalho. Tais superfícies foram nomeadas de acordo com seu refletor de origem:

1. Superfície Fundo Marinho: interpretada através do Refletor Fundo Marinho, representa a morfologia do fundo oceânico local (Figura 14).

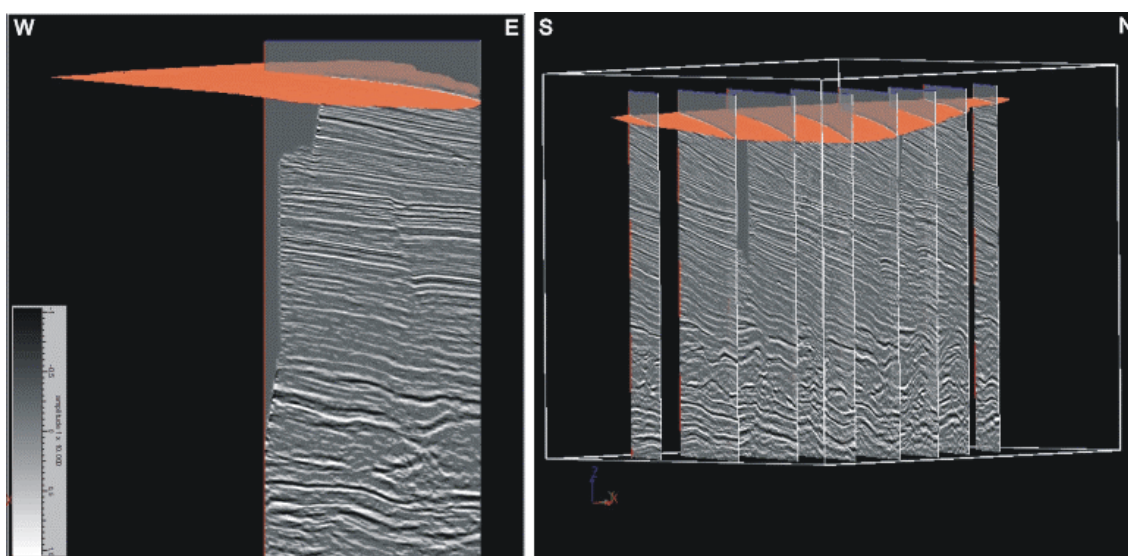


Figura 14 – Superfície Fundo Marinho, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

2. Superfície Truncamento: representação tridimensional do Refletor Truncamento, esta superfície pode indicar o início da subida do nível relativo do mar, segundo Ribeiro (2001), como já citado anteriormente e Pessoa Neto (informação verbal, 2004) (Figura 15).

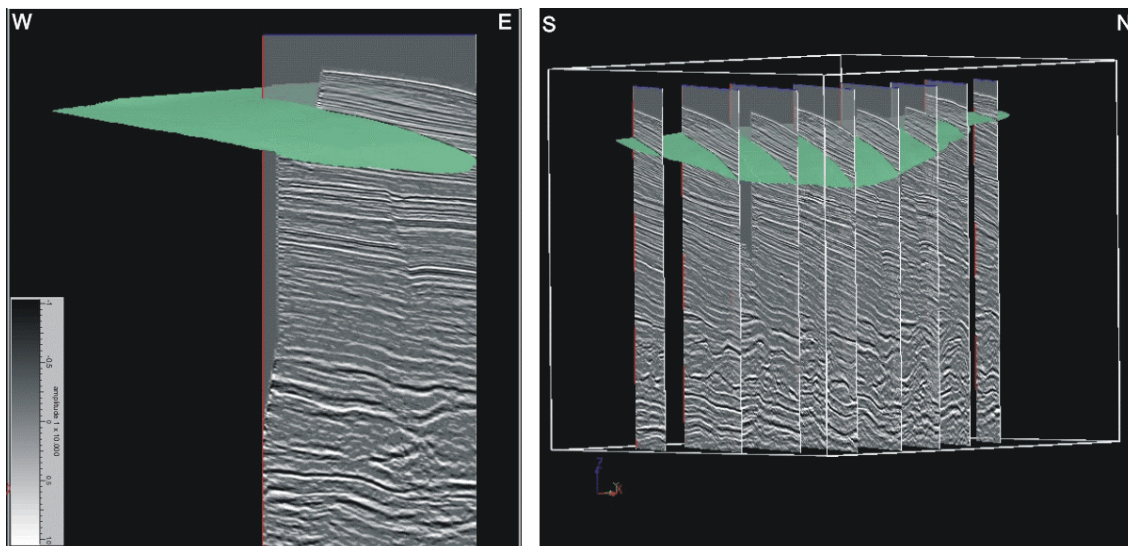


Figura 15 – Superfície Truncamento, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

3. Superfície Um: interpretado com o objetivo de assinalar o primeiro refletor a não ser afetado pela Falha Um (Figura 16).

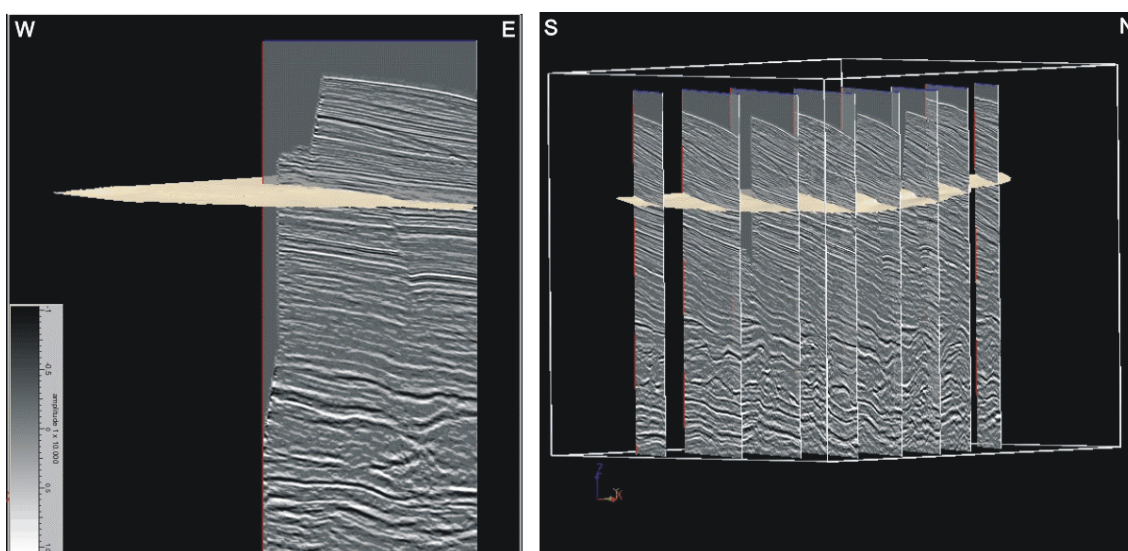


Figura 16 – Superfície Um, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

4. Superfície Falhada: representação 3D do Refletor Falhado, nesta superfície nota-se que a separação imposta pela falha pode variar, chegando a ser maiores que 1,5 segundos (em tempo duplo) (Figuras 17 e 19).

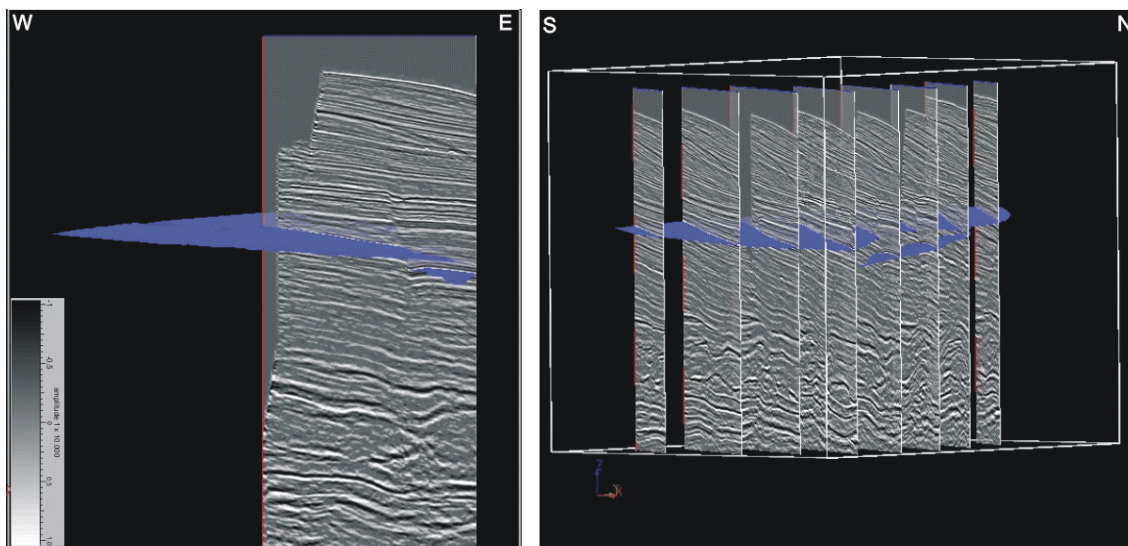


Figura 17 – Superfície Falhada, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

5. Falha Um: sua interpretação foi realizada a partir da interpolação da descontinuidade de refletores que formam a Falha Um. Trata-se de uma falha normal com direção de mergulho nordeste (Figuras 18 e 19).

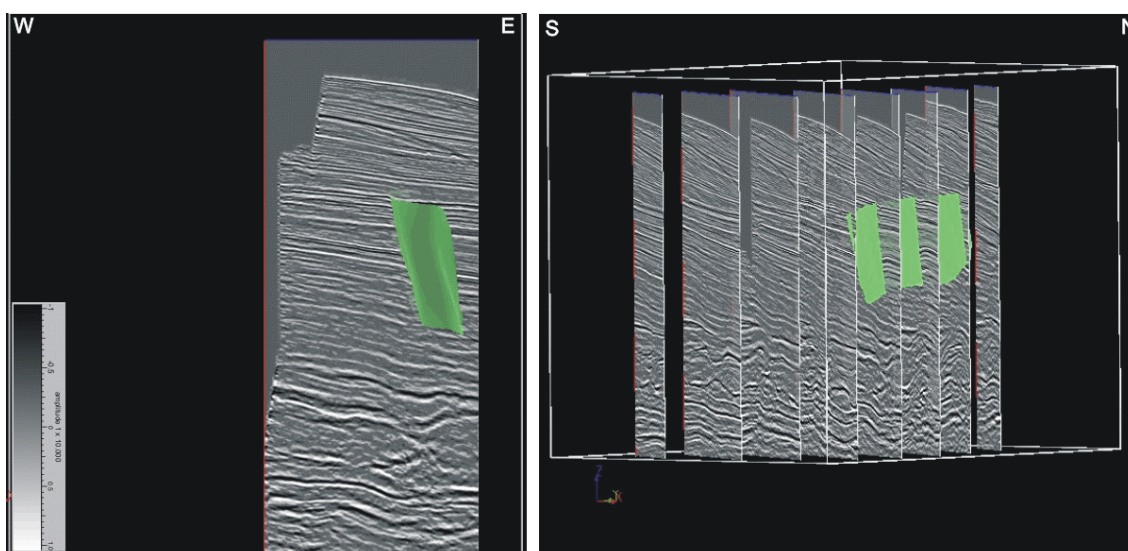


Figura 18 – Falha Um, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

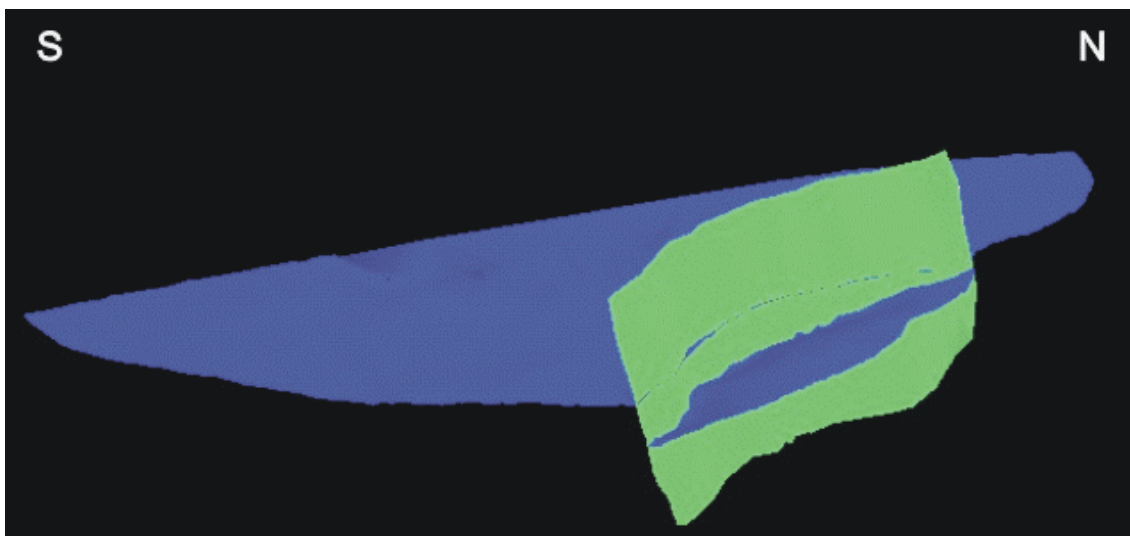


Figura 19 – Superfície Falhada cortada pela Falha Um de mergulho NE. Note que a separação causada por esta falha varia no espaço.

6. Superfície Topo do Reservatório: representação tridimensional do Refletor Topo do Reservatório (Figura 20). Observa-se que a falha de fechamento do reservatório de Namorado causa pequena separação, de expressão praticamente constante nesta região, afetando igualmente Base e Topo do mesmo (Figura 23).

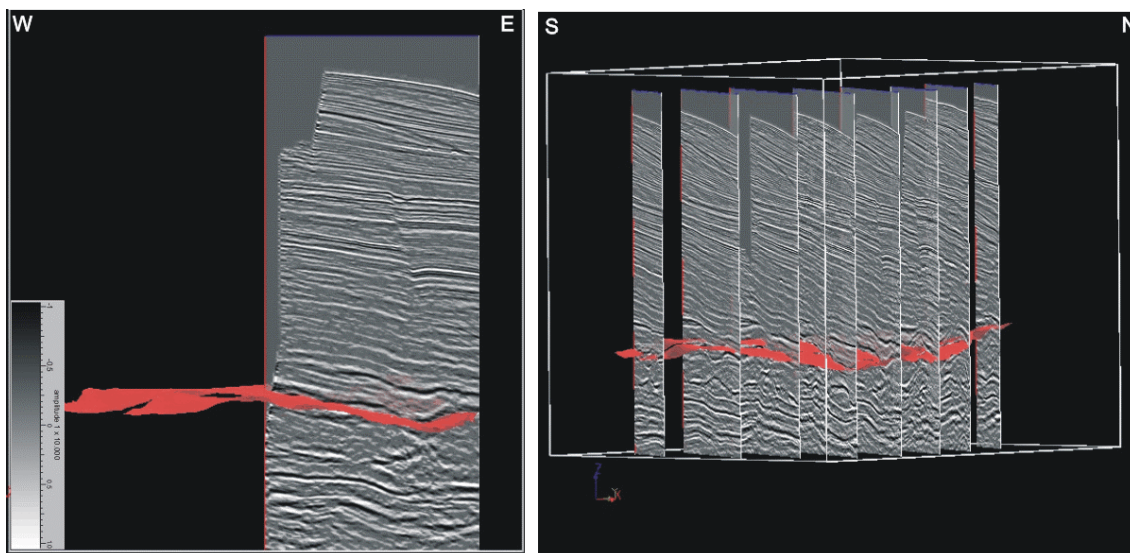


Figura 20 – Superfície Topo do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

7. Superfície Base do Reservatório: representação gráfica do Refletor Base do Reservatório (Figura 21). Pode-se notar a separação imposta pela falha praticamente constante (Figura 23).

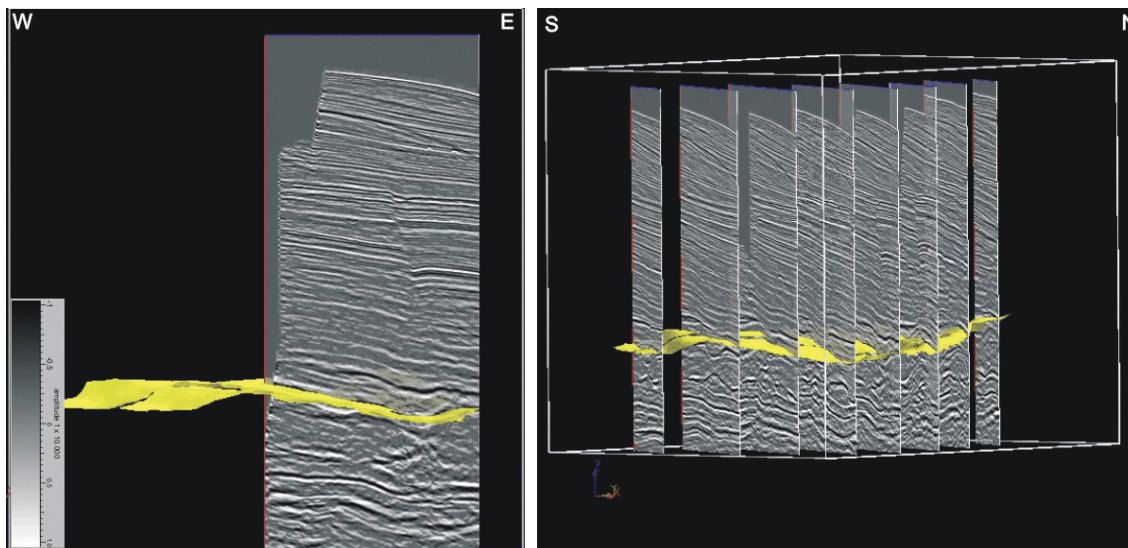


Figura 21 – Superfície Base do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

8. Falha do Reservatório: interpretação da descontinuidade que origina a Falha do Reservatório (Figura 22). Trata-se de falha normal que afeta Topo e Base do Reservatório, sendo responsável pelo fechamento do Campo de Namorado (Figura 23), conforme citado por Menezes & Adams (1988) (Figura 8).

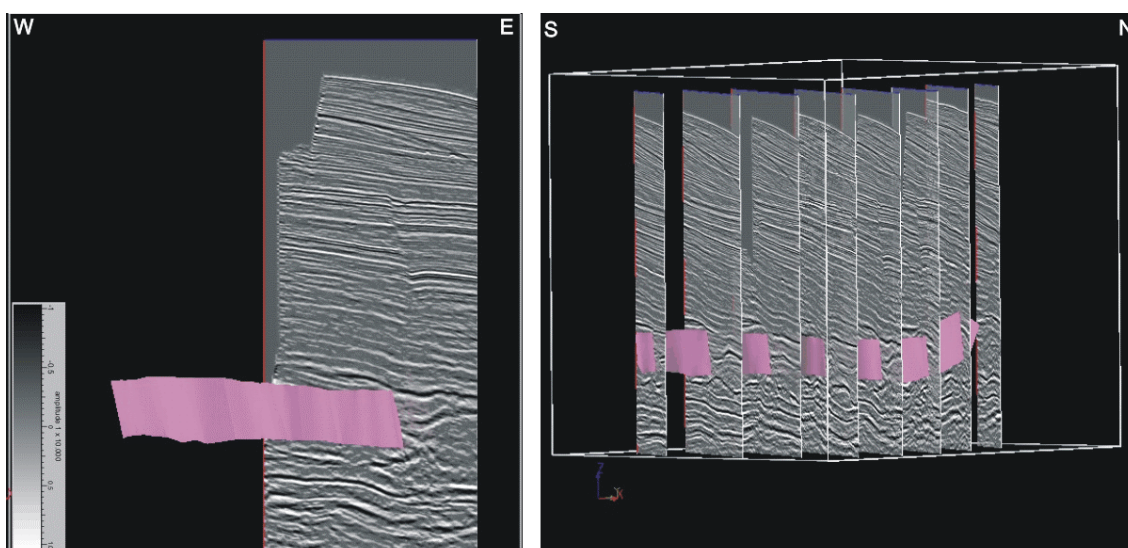


Figura 22 – Falha do Reservatório, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

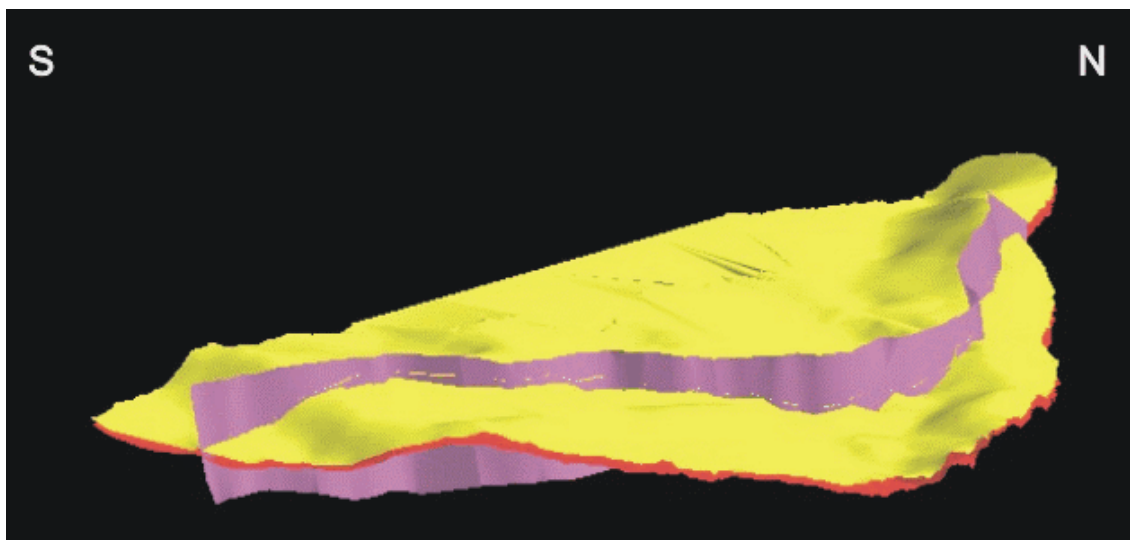


Figura 23 – Base e Topo do Reservatório cortada pela Falha do Reservatório.

9. Carbonato: interpretado segundo a interpolação do Refletor Carbonato. É um corpo montiforme (*mounds*) (Figura 24) que tem fechamento em *pinch-out* para Oeste, localizado a sudeste da área estudada, não estando presente em toda a região (Figura 25).

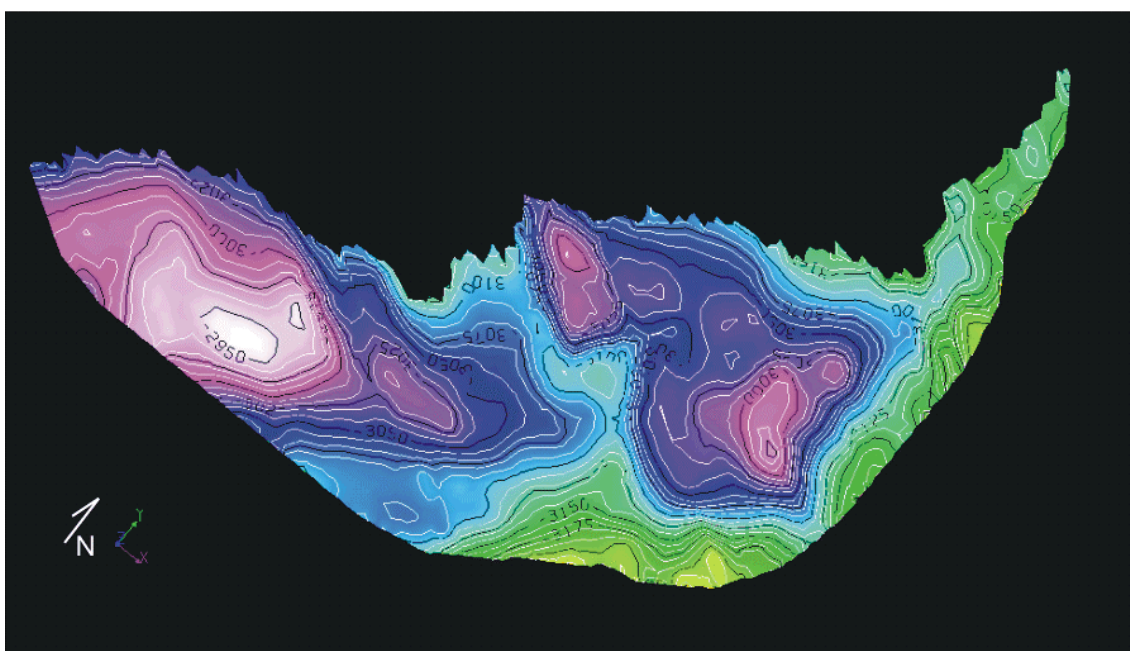


Figura 24 – Mapa de contorno do carbonato destacando sua geometria montiforme (*mounds*).

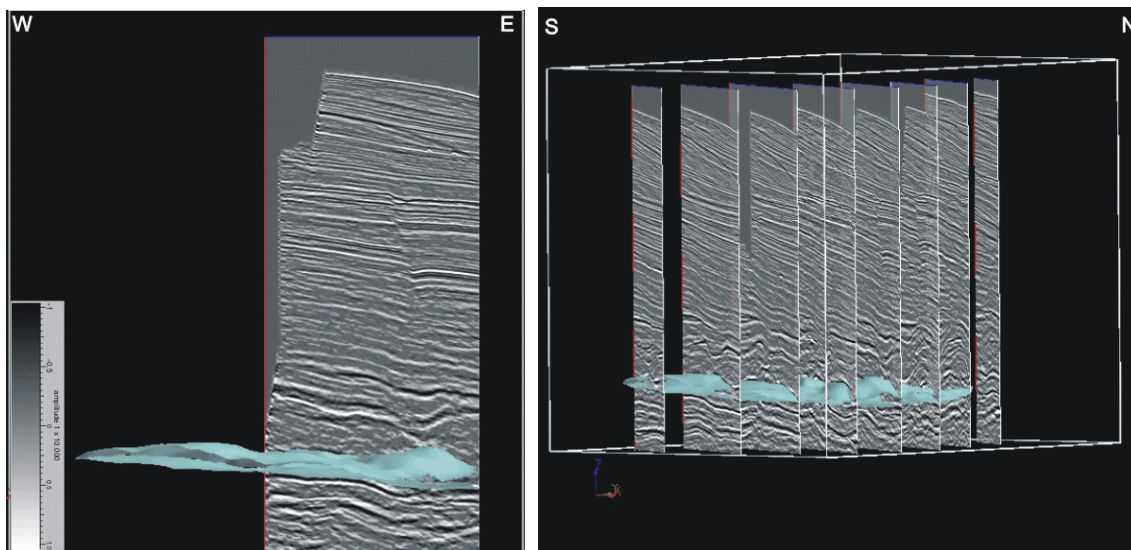


Figura 25 – Topo e Base do corpo Carbonático, visualizados em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

10. Superfície Topo do Sal: representação tridimensional do Refletor Topo do Sal. Caracterizada por sua morfologia irregular formando domos salinos em alguns locais da área estudada (Figuras 26 e 27).

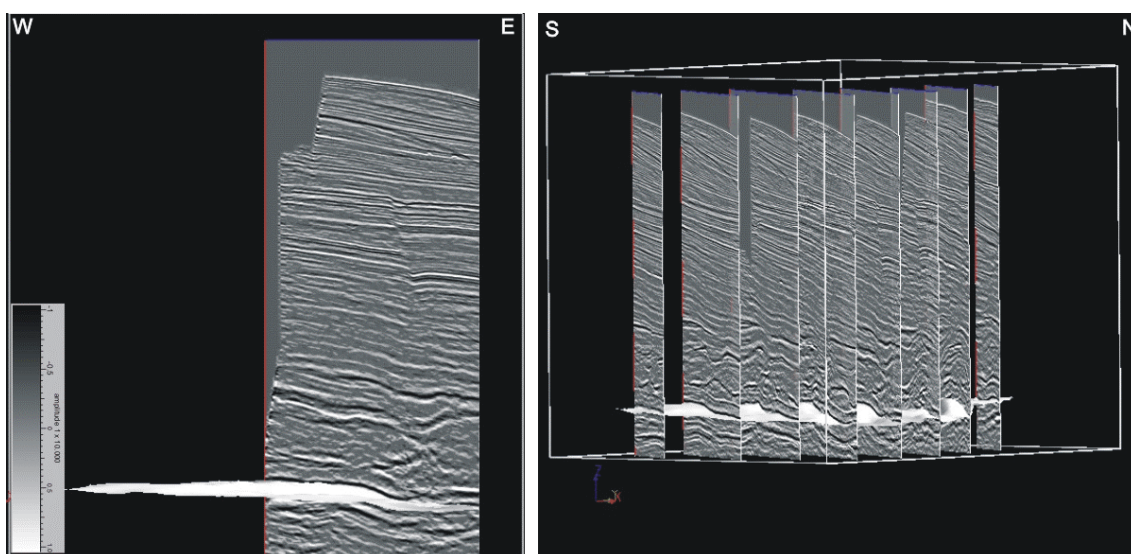


Figura 26 – Superfície Topo do Sal, visualizada em diferentes visadas com algumas das *inlines* contidas no conjunto utilizado.

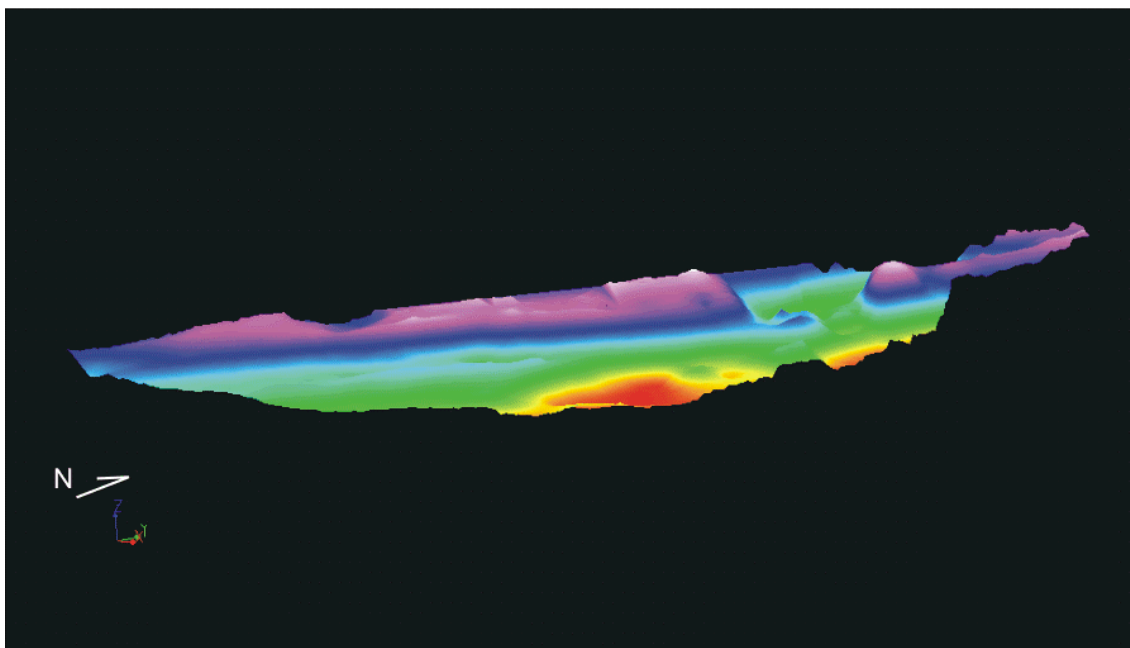


Figura 27 – Mapa de Contorno na Superfície Topo do Sal, destacando os domos locais da área estudada.

O modelo tridimensional proposto para a área estudada é composto pelas superfícies acima descritas. Na Figura 28 pode-se observar o modelo em diferentes visadas, juntamente com o bloco sísmico tridimensional que serviu como base para a interpretação. Nas Figuras 29 e 30, vê-se o modelo em diferentes escalas no eixo Z, sendo que na Figura 29 o modelo está sem distorções com relação à horizontal, enquanto que na Figura 30 sua escala vertical está exagerada três vezes para facilitar a visualização.

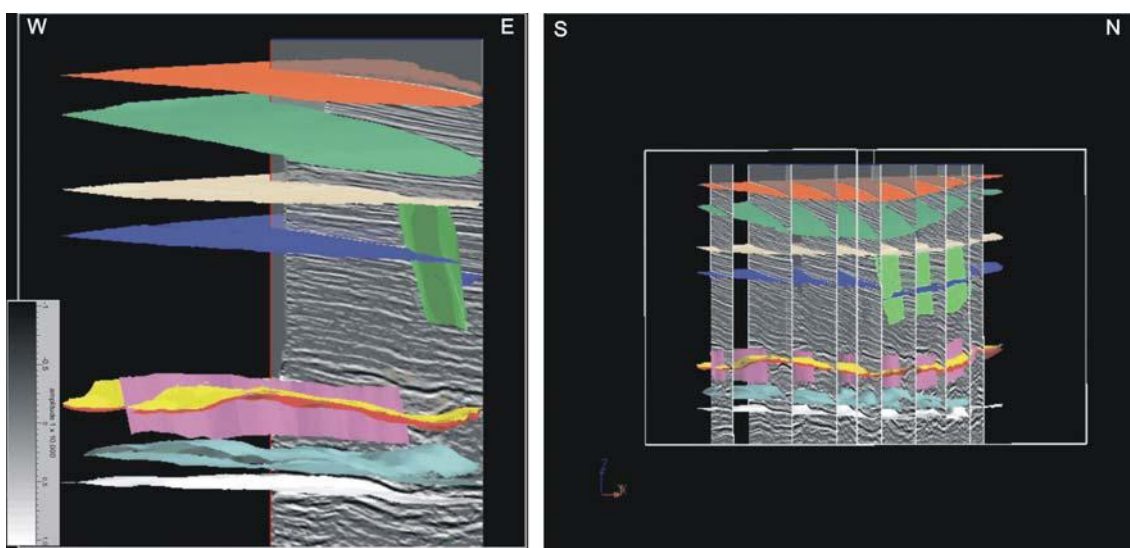


Figura 28 – Modelo Tridimensional visualizado com a sísmica, em visadas diferentes.

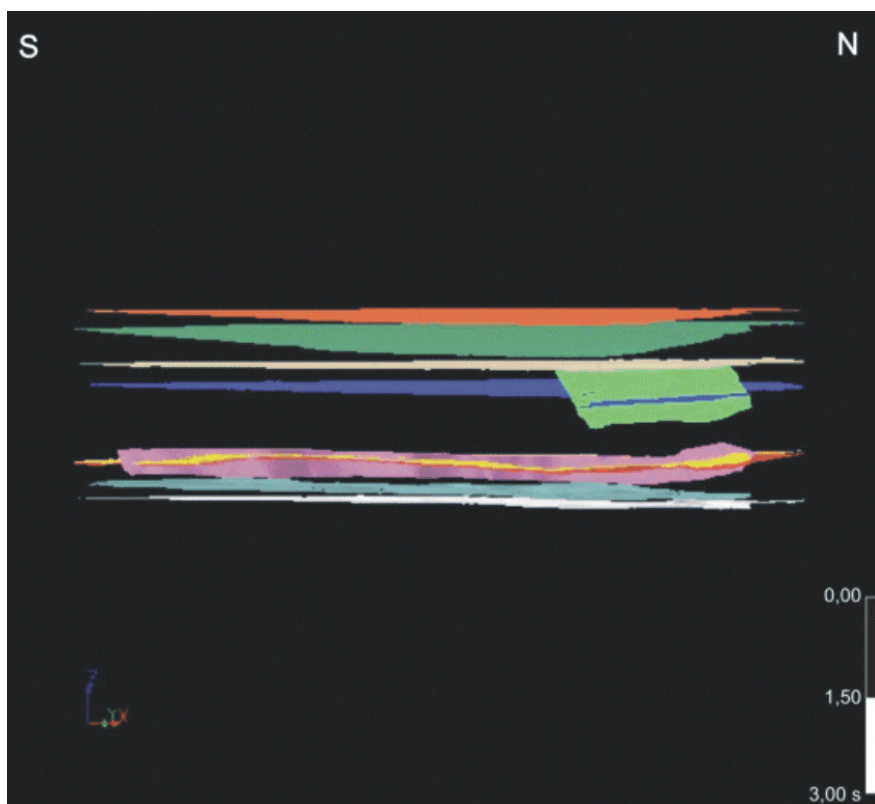


Figura 29 – O modelo tridimensional em escala Z sem distorções em relação a XY.

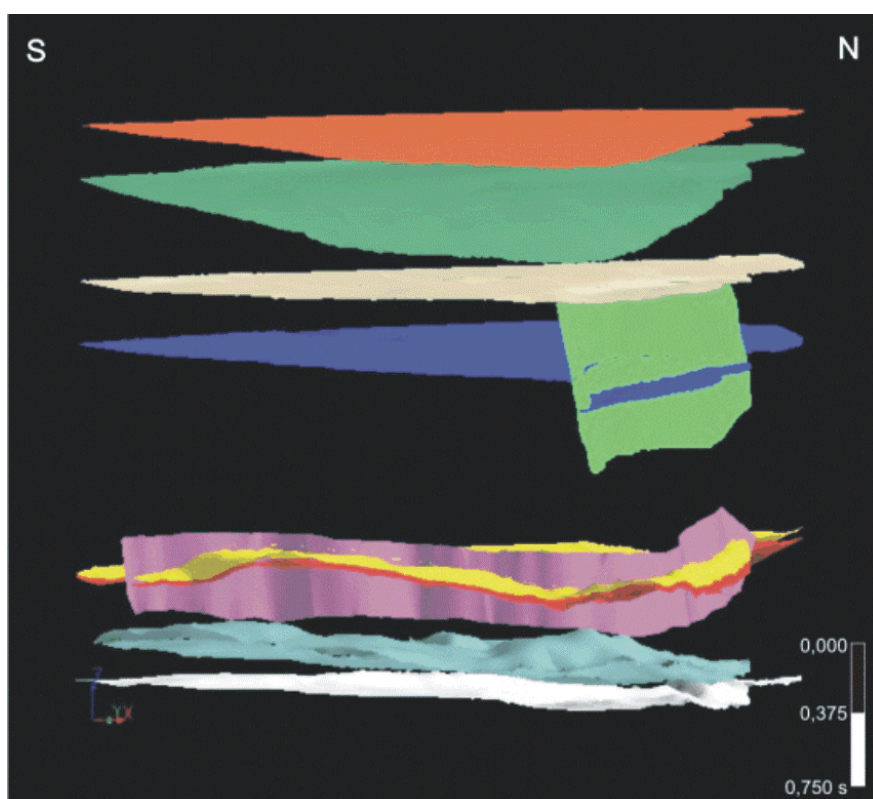


Figura 30 – O modelo tridimensional em escala Z exagerada três vezes em relação a XY.

6 CONCLUSÃO

A modelagem geológica tridimensional realizada por meio de *software* especializados, em particular o Gocad®, é uma ferramenta fundamental para o desenvolvimento do conhecimento de áreas de interesse econômico e científico, diminuindo custos e maximizando a confiabilidade dos projetos que a envolvam.

Construindo modelos geológicos tridimensionais, as empresas de petróleo podem, então, testar diversas maneiras de exploração do óleo contido nos campos por elas explorados, possibilitando que se “entre” no reservatório, em sala de visualização apropriada. A partir desta etapa, pode-se verificar qual a opção de exploração é a mais viável, tanto econômica quanto tecnologicamente.

Neste estudo alcançou-se um resultado positivo na aplicação dos dados do Campo de Namorado na construção de um modelo geológico 3D. Apesar de não terem sido disponibilizados dados que possibilitassem a amarração de perfis de poços com a sísmica, o modelo gerado obteve efeito satisfatório, visto que foi possível construí-lo a partir de dados sísmicos criando superfícies que representam coerentemente a região analisada.

O modelo geológico tridimensional elaborado para o Campo de Namorado, Bacia de Campos, é composto por dez superfícies construídas por meio da interpretação dos dados sísmicos 3D, representando refletores de maior importância geológica e econômica, a saber:

1. Superfície Fundo Marinho, que representa a morfologia do fundo oceânico;
2. Superfície Truncamento, indicando o início de uma possível subida relativa do nível do mar;
3. Superfície Um, representando o primeiro refletor a não ser afetado pela Falha Um, subjacente a ele;
4. Falha Um, tratando-se de falha normal de direção de mergulho Nordeste com significativa separação dos refletores por ela cortadas;
5. Superfície Falhada, que mostra o quanto a Falha Um afetou localmente os refletores, indicando variações da separação no espaço;

6. Topo e Base do Reservatório, assinalando o topo e base do reservatório do Campo de Namorado, terminando na Falha do Reservatório;
7. Falha do Reservatório, que fecha o reservatório Namorado. Sua geometria indica ser a mesma falha sudeste assinalada por Menezes & Adams (1988), como mostra a Figura 45;
8. Carbonato, corpo aqui interpretado como sendo carbonático, visto que seu topo é demarcado por uma geometria montiforme (*mounds*) e sua base constitui-se de uma superfície plana, e que apresenta reflexão interna caótica;
9. Topo do Sal, superfície que indica uma possível existência de sal nesta região, apresentando domos salinos locais destacados no refletor Topo do Sal. Abaixo desse refletor, existe perda da resolução do sinal, corroborando a interpretação.

Por fim, o modelo 3D gerado nesta monografia será armazenado em arquivo digital e poderá ser utilizado para diversos fins, tais como: caracterização de reservatórios, avaliação de riscos de exploração e produção, planejamento de poços, simulação geoestatística, desenvolvimento do campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARROS, M. C. 1980. Geologia e Recursos Petrolíferos da Bacia de Campos. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, XXXI, Santa Catarina, 1980. *Anais...* Santa Catarina, SBG, v. 1, p.254-265.
- BAUMGARTEN, C. S. & SCUTA, M. S. 1988. Ajuste de Porosidade no Reservatório Macaé, Campo de Pampo, Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 2(1): 3-12.
- _____.; DULTRA, A. J. C.; SCUTA, M. S.; FIGUEIREDO, M. V. L.; SEQUEIRA, M. F. P. B. 1988 . Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: Evolução da Geologia de Desenvolvimento. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 2(1): 27-36.
- _____. & SCUTA, M. S. 1989. Geometria dos Corpos Carbonáticos do Reservatório de Macaé (Metade Superior), campo de Pampo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 3(1/2): 49-57.
- _____. 1989. Projeto Garoupa: Atualização de Alguns Aspectos da Interpretação Geológica. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 3(1/2): 59-65.
- BIDNER, M. S. & GABBANELLI, S. C. Simulação Numérica de Processos Convencionais de Recuperação de Petróleo – Uma Revisão. *Boletim Técnico da Petrobras*, 30(2/3): 137-150.
- CHENG, A. 2001. *Gocad in One (& ½) Day – An Introductory Course to GOCAD*. Houston. EUA. Earth Decision Scienses. 360 pp.
- CRUZ, C. E. S.; BARROCAS, S. L. S. & APPI, C. J. 1987. Modelo Depositional dos Reservatórios Turbidíticos Oligocênicos/ Eomiocênicos do Campo de Albacora, Bacia de Campos, Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1(2): 215-223.
- DIAS, J. L.; GUAZELLI, W. & CATTO, A. J. 1984. Integração do Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos com o Embasamento Pré-Cambriano Adjacente. SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, I, Rio de Janeiro, 1984. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBG, p. 189-197.

- ESTEVES, F. R.; SPADINI, A. R. & SAITO, M. 1984. A Sedimentação Albo-Turoniana (Formação Macaé) da Bacia de Campos. SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, I, Rio de Janeiro, 1984. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBG, p. 27-42.
- GUARDADO, L. R. & SPADINI, A. R. 1987. Evolução Depositional e Distribuição das Fácies do Macaé Inferior (Eomesoalbio, Bacia de Campos). *Boletim de Geociências da Petrobras*, **1**(2): 237-239.
- JAHNERT, R. J. 1987. Gradiente Geotérmico da Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **1**(2): 183-189.
- KLEMME, H. D., 1971, What Giants and Their Basins Have in Common. *Oil and Gas Journal*, v. **69**, nº. 9,10,11; pt. 1, p. 85-90; pt. 2, p. 103-110; pt. 3, 96-100.
- MENEZES, S. X.; LIMA, V. Q.; MAIA, F. J.; POCAI, N. & HORSCHUTZ, P. M. C. 1996. Geologia e Fator de Recuperação dos Reservatórios Brasileiros. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **10**(1/4): 147-156.
- MENEZES, S. X. & ADAMS, T. 1988. Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado. SEM. TECN. UPER. GEOL., 1988. *Anais...*, v. 2, p. 359-366.
- MOHRIAK, W. U. 1988. The Tectonic Evolution of the Campos Basin, Offshore Brazil. Tese de Doutorado. University of Oxford, Department of Earth Sciences. 381 p.
- PERES, W. E. & ARSO, L. R. 1986. O Uso da Sísmica na Delimitação de Acumulações de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos – Brasil. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, XXXIV, Goiânia, 1986. *Anais...*, Goiânia, SBG, v. 6, p. 2 547-2 557.
- PESSOA, J.; MARTINS, C. C.; HEINERICI, J.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B.; TRINDADE, L. A. & FRANCISCO, C. 1999. Petroleum System and Seismic Expression in the Campos Basin. INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 6TH, Rio de Janeiro, 1999. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBGf, p. 1-4.
- RANGEL, H. D. 1993. Carta Estratigráfica da Bacia de Campos. *In*: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/bacias/campos/index.htm>. Último acesso: 07/11/2002.
- RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R. & FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **8**(1): 203-217.

- RANGEL, H. D. & MARTINS, F. A. L. 1996. Seção geológica da Bacia de Campos. *In*: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/bacias/campos/index.htm>. Último acesso: 07/11/2002.
- RIBEIRO, H. J. P. S. 2001. Sismo-Estratigrafia. *In*: RIBEIRO, H. J. org. *Estratigrafia de Seqüências – Fundamentos e Aplicações*, São Leopoldo, RS. Editora Unisinos. p. 73-98.
- ROSTIROLLA, S. P. & GALVÃO, M. V. G. 1995. Análise de Margens Passivas por Meio do Balaceamento de Seções Geológicas Transversias: Discussão Teórica e Aplicação na Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **9**(2/4): 175-201.
- SHIMABUKURO, S. 1987. Caracterização Paleobiológica do “Marco Azul”: Um Importante Marco Estratigráfico Oligocênico na Bacia de Campos, Brasil. CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, X, Rio de Janeiro, 1987. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBP. P. 1043-1053.

ANEXO I

Usando o Gocad®

A proposta deste anexo, baseada principalmente em Cheng (2001), é a de facilitar o entendimento do *software* Gocad®, não como um todo, mas como um esboço descritivo das ferramentas utilizadas para a construção do modelo tridimensional desta monografia a partir de dados sísmicos 3D.

Para a confecção deste capítulo foram utilizados dados da área sudeste do Campo de Marlim, Bacia de Campos, cedidos pela ANP através da política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas.

A versão do *software* Gocad® utilizada foi a 2.0.7, sem *plug-ins*, da *Earth Decision Sciences*, licenciado para a UFRJ/CCMN/IGEO/DGEL, trabalhando em ambiente *Microsoft Windows*®, em microcomputador Pentium III – 800 MHz, com 512 Mb de memória RAM.

A JANELA DO GOCAD®

Para facilitar o entendimento deste capítulo, nomearemos convenientemente cada um dos cinco compartimentos no Gocad® (Figura 31), que podem ser ajustados de acordo com a necessidade do usuário. São eles:

- ❖ Área de Ancoragem (Figura 31A): consiste nas margens da tela do Gocad®, onde se encontram as Barras de Ferramentas e Barras-Menu.
- ❖ Área de Trabalho (Figura 31B): possui um painel de seleção à esquerda, nomeado como *Gocad/Views* e um painel de trabalho à direita, nomeado como *Name*, que pode estar dividido em dois outros, superior e inferior, em alguns módulos de trabalho, como por exemplo, no modo *Workflow*.
- ❖ Câmera (Figura 31C): região onde aparecerão os objetos, fornecendo uma visão tridimensional do que se está observando e trabalhando.
- ❖ Área de Histórico de Sessão (Figura 31D): encontra-se minimizada como padrão; tudo o que é feito numa sessão de Gocad® é registrado em um arquivo ASCII ("*history.tmp*") no diretório onde o programa é lançado.
- ❖ Área de Informação (Figura 31D): a margem inferior da janela do Gocad®. Neste local aparecerão as respostas para um eventual questionamento, como por exemplo, saber a distância entre dois pontos, a área de uma superfície, entre outros.

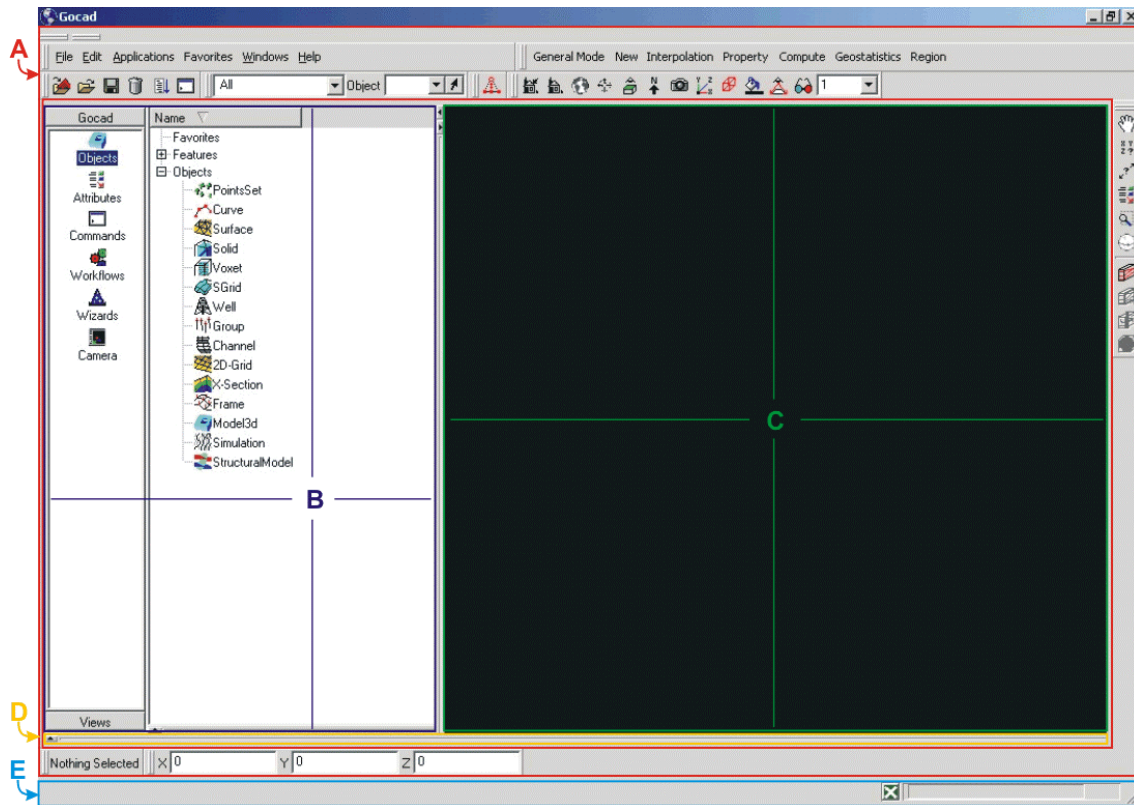


Figura 31 – Os cinco principais compartimentos do Gocad®.

As Barras de Ferramentas são sete ao todo. Algumas, como padrão do próprio *software*, permanecem minimizadas ao iniciar o Gocad®, e estão localizadas na parte superior da janela do aplicativo.

- 1) Barra de Ferramentas Principal (Figura 32): Possui as seguintes funções: carregar objetos do Gocad® (Figura 32a); abrir projeto do Gocad® (Figura 32b); salvar o presente projeto (Figura 32c); apagar objetos (Figura 32d); abrir documentos do Gocad® (Figura 32e); histórico de sessão (Figura 32f).



Figura 32 – Barra de Ferramentas Principal.

- 2) Barra de Ferramentas da Câmera (Figura 33): contém os seguintes atalhos: rearranjar nós em todos os objetos (Figura 33a); salvar neste plano de vista (Figura 33b); voltar ao último plano salvo (Figura 33c); mostrar todos os objetos selecionados em *Gocad/Views* (Figura 33d); escolher manualmente o centro do plano de vista (Figura 33e); mostrar em mapa (Figura 33f); apontar segundo Norte (Figura 33g); salvar como figura (Figura 33h); mostrar eixos x-y-z

(Figura 33i); caixa da Câmera (Figura 33j); seleciona cor do fundo da Câmera (Figura 33k); selecionar entre visão perspectiva ou paralela (Figura 33l); ativar/desativar visão estereoscópica (são necessários óculos apropriados) (Figura 33m); selecionar escala em Z (Figura 33n).

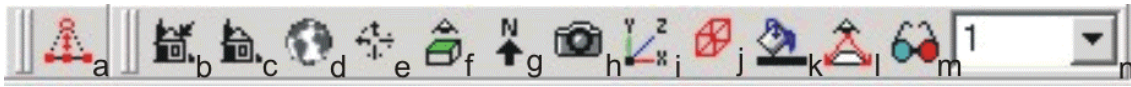


Figura 33 – Barra de Ferramentas da Câmera.

- 3) Barra de Ferramentas de Modo do Cursor (Figura 34): altera a funcionalidade do cursor de seu padrão “mover objetos” para outras finalidades específicas, a saber: movimentação da câmera (Figura 34a); verificar coordenadas x-y-z (Figura 34b); verificar distância (Figura 34c); editar atributos (Figura 34d); aproximar/afastar a visão na Câmera (Figura 34e); girar o objeto na Câmera em torno de um eixo na esfera (Figura 34f); “fatiador” (Figura 34g); editar o fatiador (Figura 34h); girar em torno de um eixo, na seleção fatiador (Figura 34i); reiniciar a seleção fatiador (Figura 34j).

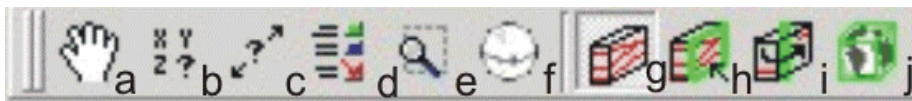


Figura 34 – Barra de Ferramentas de Modo de Cursor.

- 4) Barra de Ferramentas de Localização do Cursor (Figura 35): mostra apenas a atual localização do *mouse* na Câmera em X (Figura 35a), em Y (Figura 35b) e em Z (Figura 35c).



Figura 35 – Barra de Ferramentas de Localização de Cursor.

- 5) Barra de Ferramentas de Edição (Figura 36): permite a seleção dos tipos de objeto com o que se deseja trabalhar (Figura 36a). Selecionado o tipo de objeto abre-se uma nova barra com ícones específicos para a sua edição. É possível também selecionar o objeto para editar/digitalizar (Figura 36b).



Figura 36 – Barra de Ferramentas de Edição.

- 6) Barra de Ferramentas de Atributos (Figura 37 e 38): como padrão, ao iniciar o Gocad®, não se mostra nenhum atributo, já que não existe objeto selecionado na Área de Trabalho (Figura 37). Ao selecionar um determinado objeto, por exemplo, *PointSets*, serão apresentados atributos deste objeto (Figura 38). Neste caso, os atalhos são: atributos do conjunto de pontos selecionados (Figura 38a), cor da caixa-limite (Figura 38b), mostrar/esconder o nome do conjunto de pontos (Figura 38c), partes do conjunto de pontos (Figura 38d), cor dos nós (Figura 38e), tipo de nó (Figura 38f), tamanho do nó (Figura 38g).

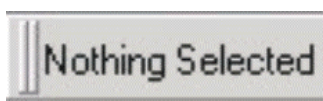


Figura 37 – Barra de Ferramentas de Atributos, quando não há objeto selecionado na janela.



Figura 38 – Barra de Ferramentas de Atributos, quando existe um objeto selecionado em Gocad/Views, neste caso, *PointSets*.

- 7) Barra de Ferramentas de Modo (Figura 39): minimizada como padrão, possui atalhos para a seleção dos modos da Barra-Menu de Comando: *PointSets* (Figura 39a), Curva (Figura 39b), Superfície (Figura 39c), Rede 2D (Figura 39d), Sólido (Figura 39e), *Voxel* (Figura 39f), *SGrid* (Figura 39g), Poço (Figura 39h), Canal (Figura 39i), Perfil (Figura 39j).



Figura 39 – Barra de Ferramentas de Modo.

- 8) Barra de Ferramentas de Aplicação (Figura 40): minimizada como padrão, contém atalhos para construir histogramas (Figura 40a), gráficos 2D (Figura 40b), gráficos 3D (Figura 40c), calcular variograma (Figura 40d) e volume de reservatório (Figura 40e).

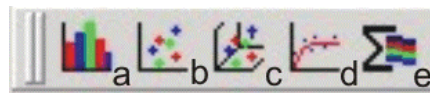


Figura 40 – Barra de Ferramentas de Aplicação.

As Barras-Menu são divididas em outras duas:

- 1) Barra-Menu Gocad® (Figura 41): possui comandos para opções de arquivo (Figura 41a), editar objetos (Figura 41b), aplicações (Figura 41c), favoritos (Figura 41d), janelas (Figura 41e) e ajuda (Figura 41f).

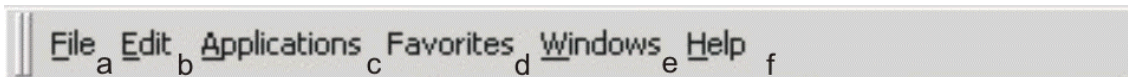


Figura 41 – Barra-Menu Gocad®.

- 2) Barra-Menu de Comando (Figura 42): contém comandos que criam e modificam um objeto específico, possuindo 14 Barras-Menu inseridas, que podem ser alternadas ao selecionar o modo dessa barra, já que ao iniciar o Gocad® ela é carregada em Modo Geral (“*General Mode*”) (Figura 42). Neste modo existem seis comandos mais comuns a todos os objetos, a saber: Modo Geral (Figura 42a), no qual se pode selecionar entre outros modos; novo (Figura 42b); interpolação (Figura 42c); propriedades (Figura 42d); calcular (Figura 42e); geoestatística (Figura 42f); região (Figura 42g). Entretanto, ao selecionar, por exemplo, Modo de Superfície, passaremos a ter oito comandos específicos para lidar com objetos-superfície.



Figura 42 – Barra-Menu de Comando.

O USO DO MOUSE

O *mouse* é a principal ferramenta de trabalho do Gocad®. A sua funcionalidade depende de em que parte da tela ele está.

Ao utilizar o *mouse* na Área de Trabalho (Figura 43), observe que a seleção de objetos e tarefas é realizada com o botão esquerdo (Figura 43A), enquanto ao clicar com o botão direito sobre um determinado objeto (Figura 43B), uma nova janela se abrirá com as opções comumente usadas, tais como excluir, renomear, etc.

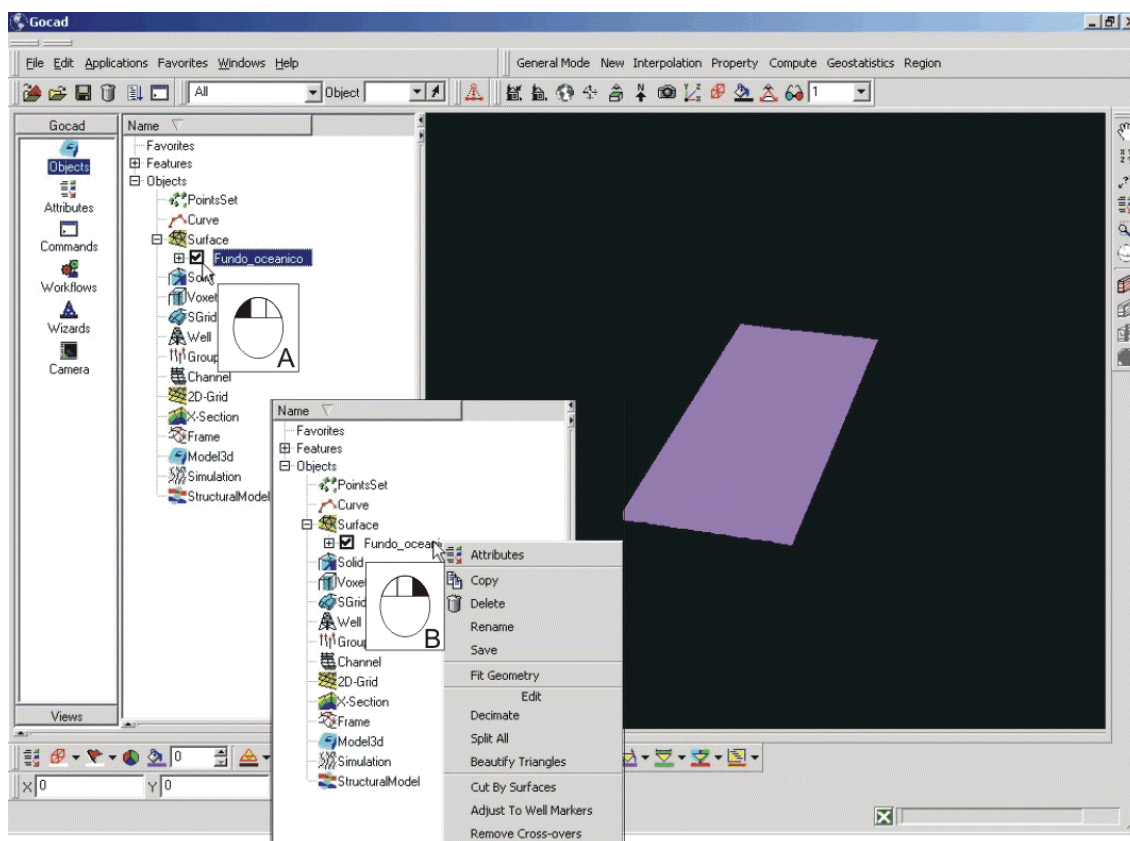


Figura 43 – O uso do *mouse* na Área de Trabalho.

Na Câmera, cada botão do *mouse* possui uma função diferente (Figura 44). Ao manter pressionado o botão esquerdo sobre um objeto, o usuário o estará rotacionando em torno de um eixo qualquer, realizando movimentos tridimensionais, enquanto ao usar o botão direito, aproximará ou afastará o objeto. Ao pressionar com o botão do meio, ou com os botões direito e esquerdo simultaneamente, moverá o objeto em um plano bidimensional.

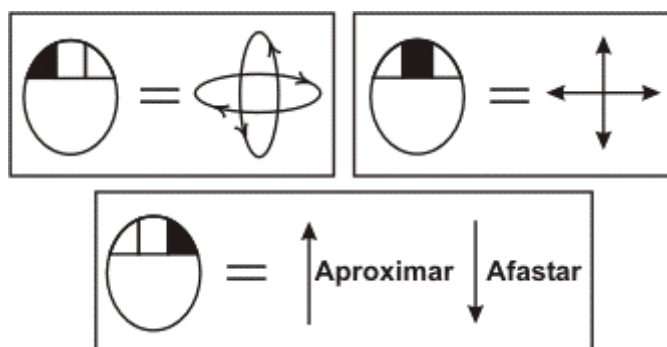


Figura 44 – O uso do *mouse* na Câmera (modificado de Cheng, 2001).

Ainda na Câmera (Figura 45), ao pressionar simultaneamente o botão *Ctrl* no teclado e o botão direito do *mouse*, uma nova janela se abrirá com opções comumente utilizadas nesta área, como por exemplo, mostrar todos os objetos. Note que, na Figura 45A, o *mouse* está localizado distante do objeto, enquanto em 45B, o *mouse* encontra-se sobre o objeto, mostrando opções diferentes em cada posição do *mouse*.

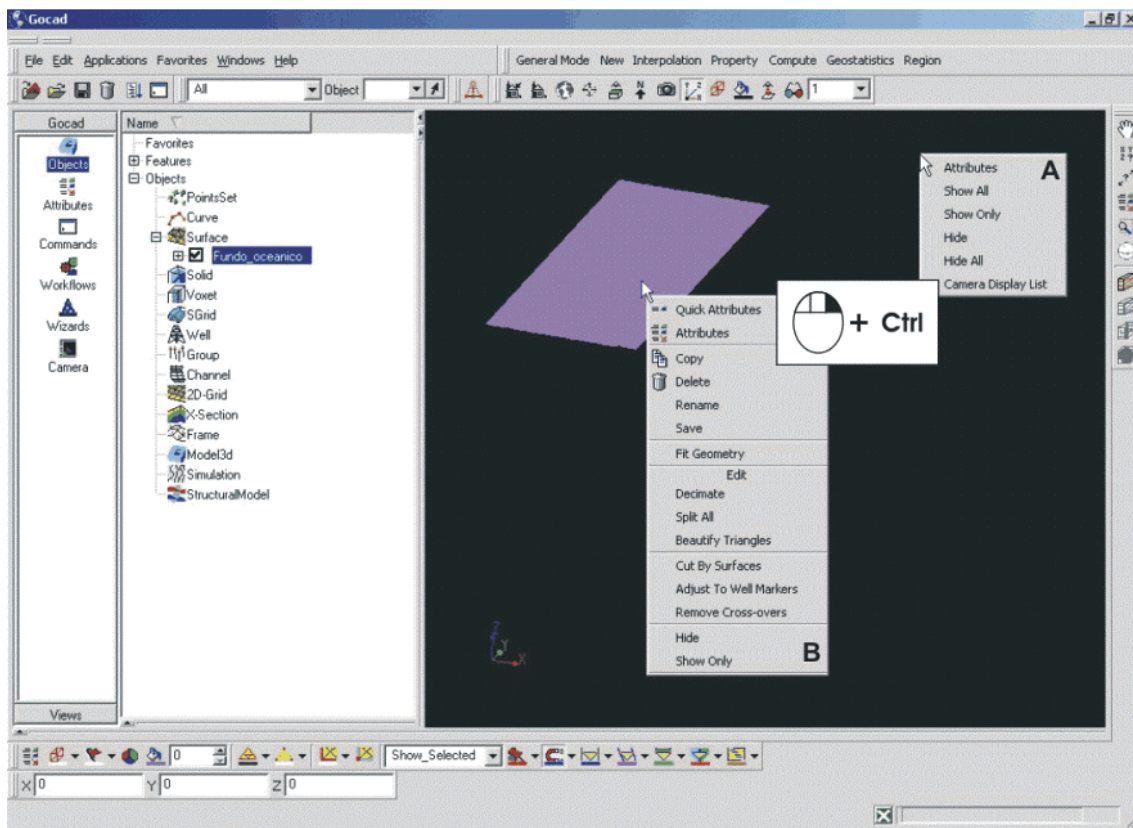


Figura 45 – Uso do *mouse* na Câmera, neste caso pressionado simultaneamente com a tecla “Ctrl”.

Para facilitar o entendimento a partir deste ponto, quando estiver apenas escrito “selecione” ou “escolha”, entenda-se que esta função deve ser realizada apenas com o botão esquerdo do *mouse*.

OBJETOS NO GOCAD®

Ao iniciar o Gocad®, note que na Área de Trabalho Gocad a opção *Object* está selecionada, mostrando, assim, na Área de Trabalho *Names* a árvore de objetos (Figura 46). Estes objetos auxiliam no manuseio do *software*, e são descritos a seguir:

- ❖ *PointsSet* (Figura 46a): comando usado para marcar dados pontuais importantes no espaço, tais como, uma interpretação sísmica;
- ❖ *Curve* (Figura 46b): ferramenta utilizada para marcar dados lineares, como bordas de horizontes e de uma falha;
- ❖ *Surface* (Figura 46c): recurso usado para modelar horizontes, falhas, topos salinos ou discordâncias;
- ❖ *Solid* (Figura 46d): usado para modelar e editar sólidos;
- ❖ *Voxel* (Figura 46e): usado, por exemplo, para editar linhas sísmicas carregadas como *voxel* (grid composto por inúmeros *voxels*);
- ❖ *SGrid* (Figura 46f) e *2D-Grid* (Figura 46j): comando utilizado para modelar volumes e áreas de um reservatório petrolífero, por exemplo;
- ❖ *Well* (Figura 46g): para demonstrar o traçado de poços, seus marcadores e perfis;
- ❖ *Group* (Figura 46h): ferramenta usada para agrupar quaisquer outros objetos em um só;
- ❖ *Channel* (Figura 46i): comando usado para modelagem de canais, sejam turbidíticos ou de rios recentes;
- ❖ *X-Section* (Figura 46k): usado na construção de seções estratigráficas, perfis, etc;
- ❖ *Frame* (Figura 46l): usado para construir uma armação;
- ❖ *Model 3D* (Figura 46m): usado na construção de modelos com volume fechados para modelagem de velocidade;
- ❖ *Simulation* (Figura 46n): utilizado para visualizar uma simulação realizada no modelo;
- ❖ *Structural Model* (Figura 46o): usado para visualizar um modelo estrutural.

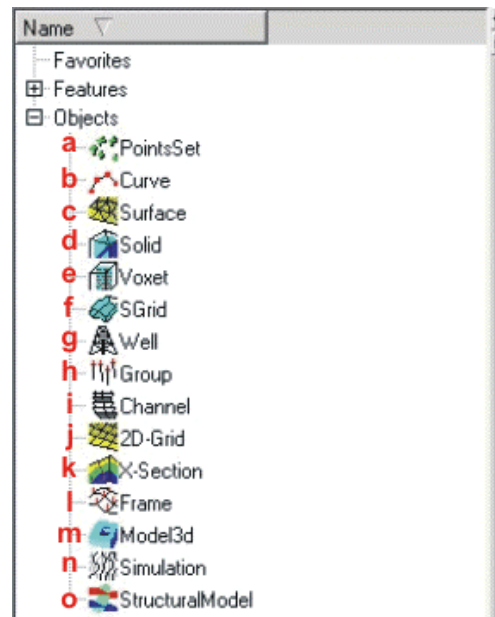


Figura 46 – Objetos do Gocad®.

Para visualizar um objeto na Câmera, desde que este esteja devidamente carregado no Gocad®, pode-se facilmente selecioná-lo apenas clicando na caixa de seleção que se encontra ao lado do objeto desejado. E, ao manter o objeto selecionado, note que a Barra de Ferramentas de Atributos, que antes mostrava *Nothing Selected*, mostra, agora, alguns atalhos dos atributos que facilitam a edição do presente objeto.

VISÃO PARALELA X VISÃO PERSPECTIVA

Existem dois modos de visualização dos objetos no Gocad®, a visão perspectiva e a paralela (Figura 47).

A primeira pode ser comparada ao modo pelo qual o olho humano olha os objetos de um modo geral, simulando o efeito de distância ao desenhá-los maiores do que outros de mesmo tamanho, entretanto mais distantes, distorcendo comprimento, ângulos, áreas e volumes. É a visão padrão do Gocad®. Use este modo apenas para visualização, nunca para analisar dimensão ou relações entre os objetos.

A visão paralela pode ser comparada à maneira segundo a qual desenhamos um mapa geológico. Por exemplo, em um mapa 1:10000, cem metros são iguais a um centímetro em qualquer lugar do mapa, mesmo no topo de uma estrutura ou em um sinclinal. Desenhando com este modo de visualização, o Gocad® age como se o usuário tivesse inúmeros olhos, um para cada objeto. Isto significa que dois objetos não idênticos na dimensão e orientação, todavia aparecerão idênticos, não importando onde estejam na tela, tornando impossível dizer se um está mais próximo que o outro. Em outras palavras, do mesmo modo que desenhamos um mapa ou um perfil. Use este modo ao desenhar ou comparar visualmente as dimensões de dois objetos.

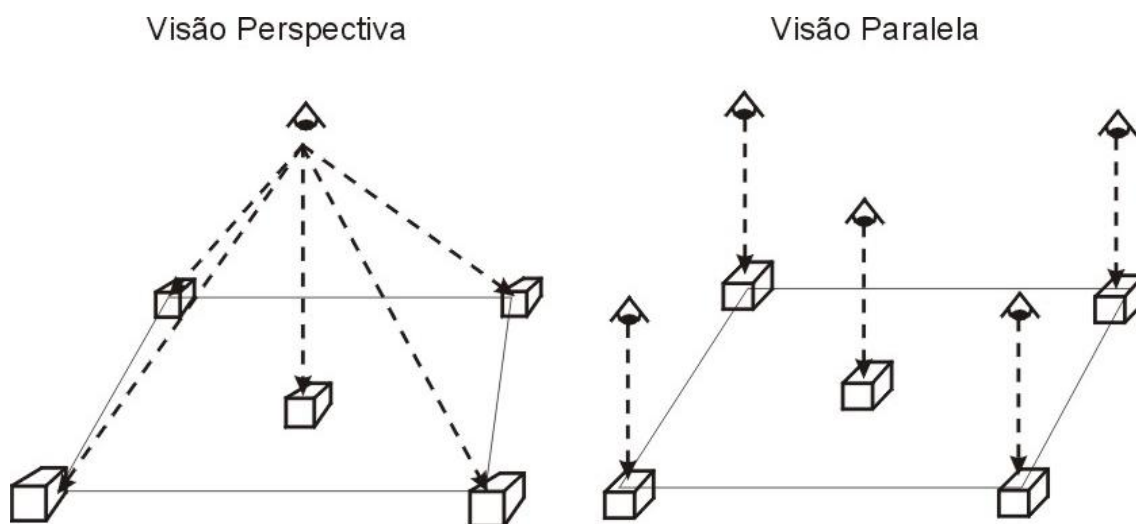


Figura 47 – A diferença entre a visão perspectiva e a paralela. (Modificado de Cheng, 2001).

CARREGANDO DADOS GEOFÍSICOS

Para utilizar os dados a serem interpretados com o Gocad® é necessário que estejam em seu formato padrão, ou seja, que a sísmica, tanto 2D quanto 3D, esteja em formato SEG-Y, e que os perfis dos poços estejam em formato LAS.

Carregando dados sísmicos 2D e 3D.

Para carregar adequadamente dados sísmicos 2D e 3D, no formato SEG-Y, no Gocad®, siga os seguintes passos:

- 1) Clique em *File, Import Objects, SEG Y, 3D as a Voxet* (Figura 48).

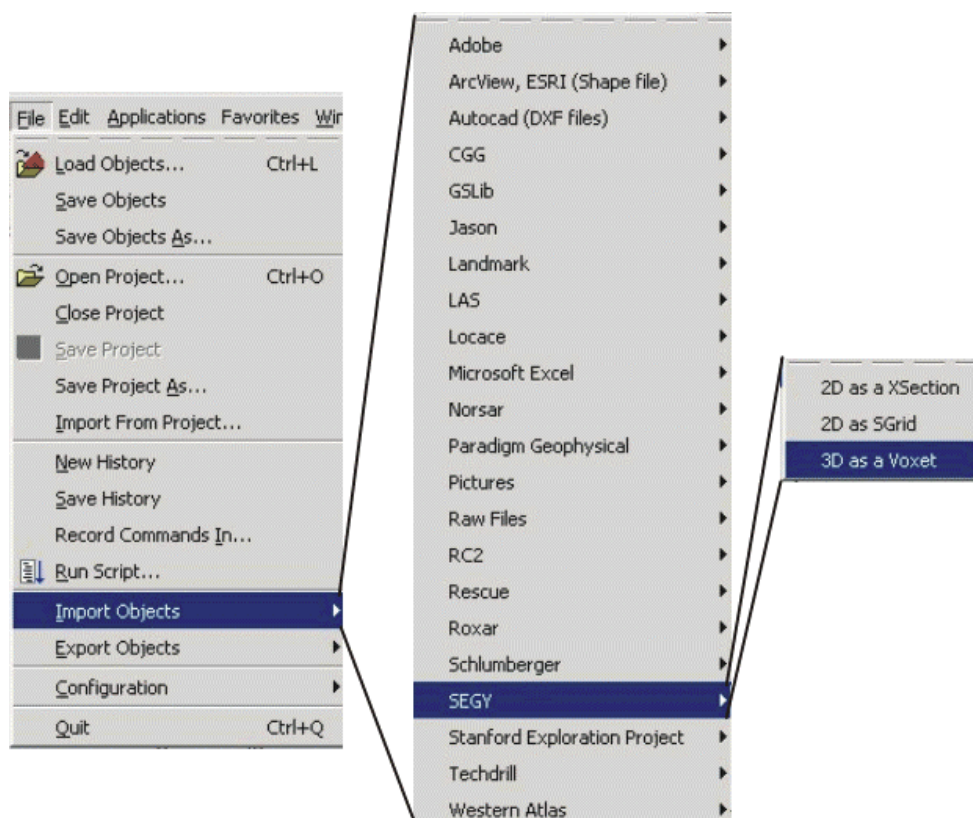


Figura 48 – Selecionado o modo de carregamento de dados sísmicos.

- 2) A janela “seggy2voxet” abrirá. Em *SEG Y File*, selecione o arquivo “*.SEG Y” desejado (Figura 49).
- 3) Na pasta *Geometry* (Figura 49), observe se é necessário sobrescrever qualquer informação da sísmica. Caso seja necessário fazer qualquer modificação importante, o Gocad® emitirá um aviso.
- 4) Para que a sísmica seja carregada corretamente é necessário efetuar a seguinte operação: clique em *Overwrite Volume Geometry, Specify axes step* e acrescente um sinal negativo em *Time/Depth axes step*, sem modificar o valor do *header* já lido pelo Gocad®. Caso esta operação não seja efetuada, a sísmica será carregada com o eixo Z invertido.
- 5) Para a sísmica 2D, algumas vezes o Gocad® pode emitir o aviso *Error: the inline axis of the cube cannot be (0,0,0)*. Clique em OK, refaça todo o procedimento acima e sobrescreva em *Inline axis step* “x=1” e “y=1”. Clique em *Apply*, caso ainda vá carregar mais linhas sísmicas. Caso contrário, clique em OK para encerrar a janela.

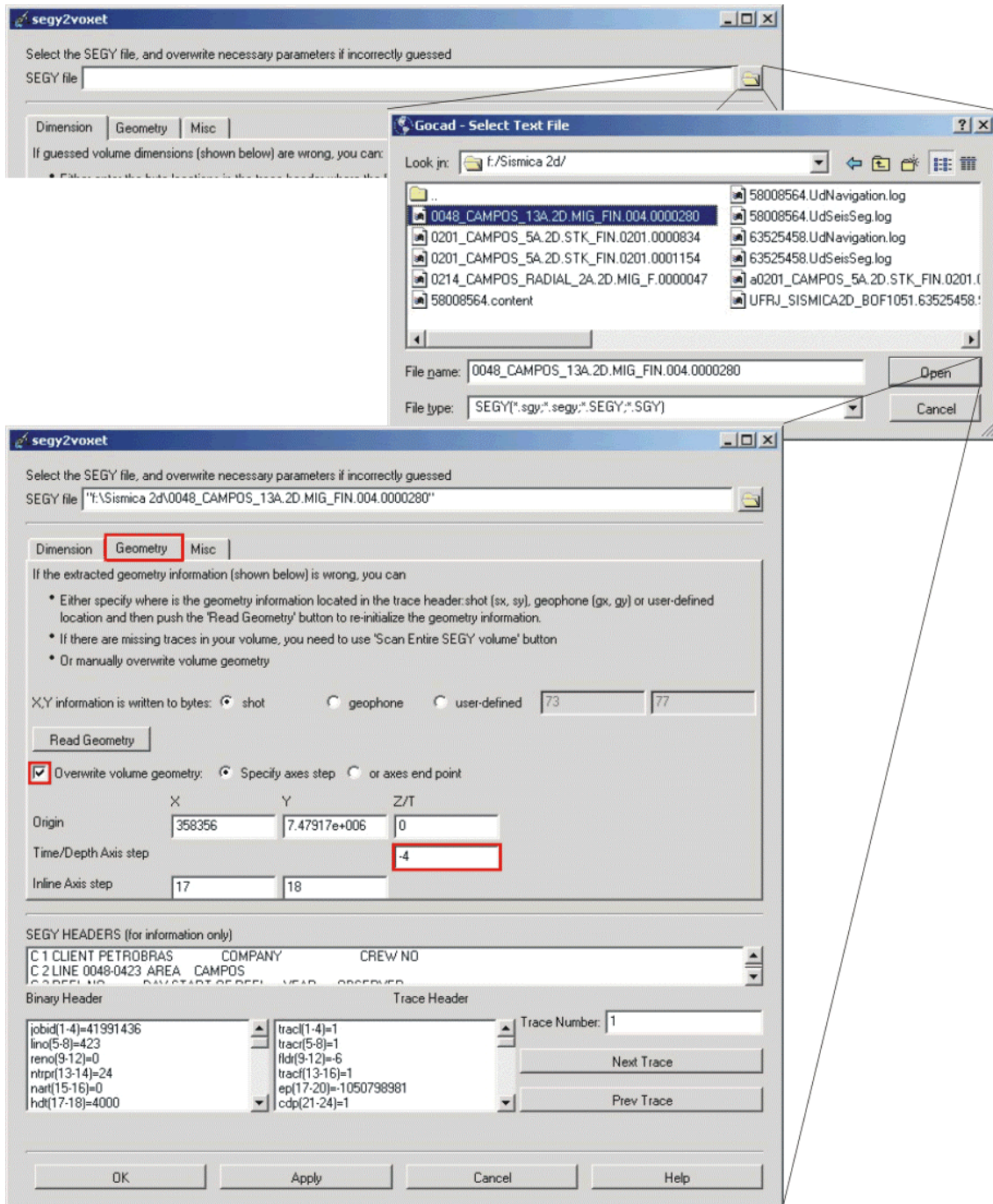


Figura 49 – Nesta janela selecione o arquivo “*.SEG-Y” que deseja carregar.

Ao terminar de carregar os dados sísmicos estará visível na Câmera apenas a caixa do *voxet*. Para visualizar a *crossline* selecione o objeto e clique com o botão direito, selecionando *Attributes*. Em *Sections*, escolha o perfil 2D desejado.

Ou ainda, para visualizar as *crosslines*, pode-se utilizar um dos atalhos disponíveis:

- ❖ Para sísmica 3D: (1) selecione o objeto desejado; (2) na Barra de Ferramentas de Atributos para objeto tipo *voxet* (Figura 50) opte por *Depth/Time*, *Crossline* ou *Inline*; (3) clique em *Section Visible* e (4) selecione o perfil desejado ou digite o número do perfil correspondente em *Attribute Toolbar*;
- ❖ Para a sísmica 2D: como a sísmica 2D possui apenas um perfil, este pode ser visualizado através da Barra de Ferramentas de Atributos, selecionando *Crossline* e clicando em *Section Visible*.



Figura 50 – Barra de Atributos do Objeto Voxet.

Caso queira alterar o padrão de cores na sísmica, selecione o objeto com o botão direito e opte por *Attributes* e escolha *Property*. Selecione a cor de sua preferência em *Colormap*.

Carregando perfis de poços

Para carregar os perfis de poços no Gocad®, no padrão LAS, siga as seguintes etapas:

- 1) Clique em *File, Import Objects, LAS, Well* (Figura 51).

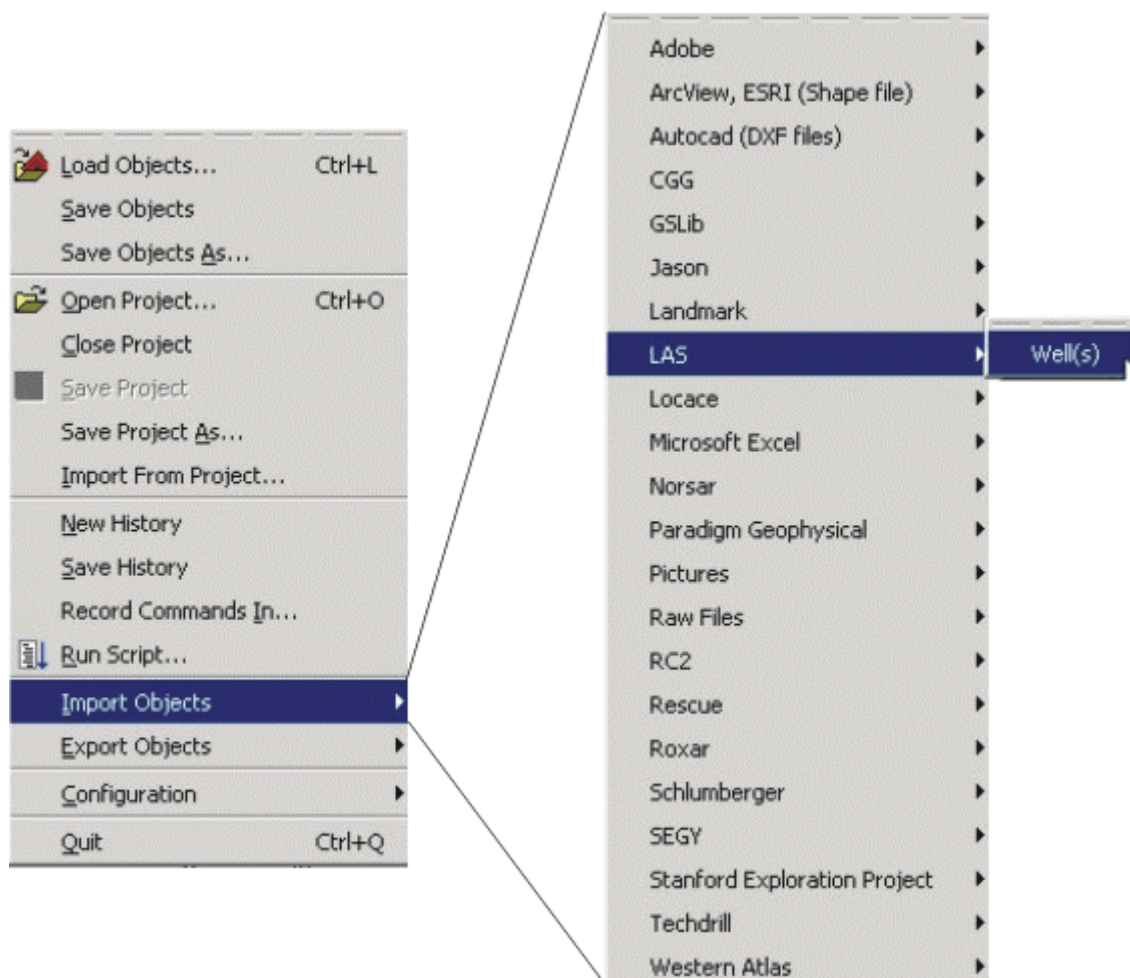


Figura 51 – Selecionando o modo de carregamento dos dados de poços.

- 2) A janela “*Gocad – Create Well(s) from LAS file(s)*” abrirá (Figura 52). Ao clicar em *File Name*, uma nova janela nomeada “*Gocad –Select Text File*” abrirá. Selecione a curva LAS a ser carregada. Clicando em *Open*, o usuário estará retornando para a janela anterior. Selecione *Well location in LAS file* e nas quadrículas X, Y e KB. Em *X Keyword*, selecione a opção adequada para que os dados sejam carregados corretamente. Caso a opção carregada no LAS seja diferente daquelas oferecidas pelo Gocad®, selecione a opção *Type in yours* e digite a opção correta. Para saber qual é a palavra-chave correta, abra o

arquivo LAS em *Microsoft Wordpad*® e anote-a corretamente. Caso não exista a localização geográfica no *header* do poço, pode-se digitá-la, em UTM, selecionado *input well location* digitando-as em X, Y e Z.

- 3) Clique em *Apply* caso ainda vá carregar mais dados de poços; caso contrário clique em *OK* para fechar a janela.

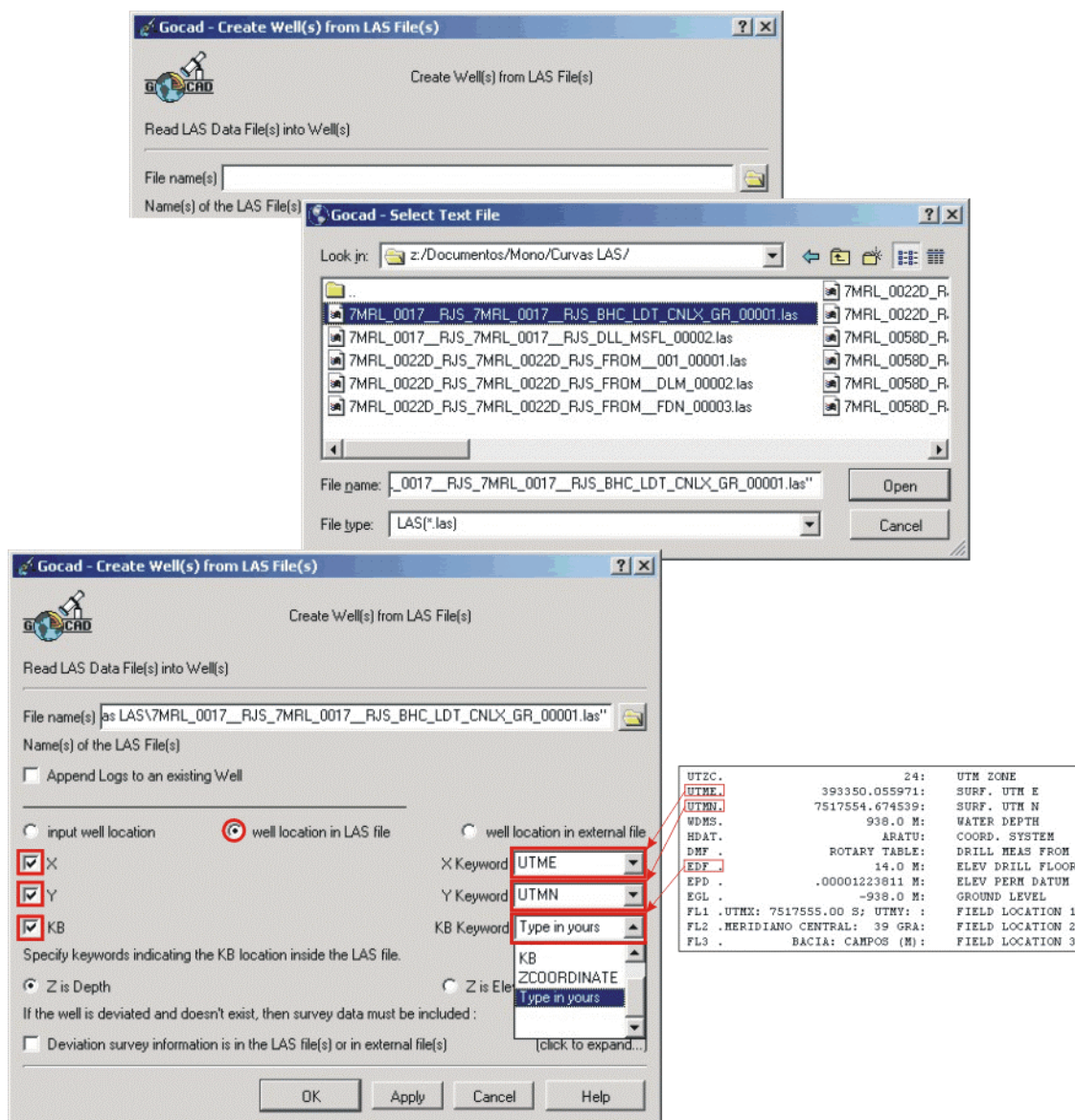


Figura 52 – Nesta janela, insira a localização geográfica do poço conforme descrito acima.

- 4) O poço será carregado com Z invertido, já que o programa entende que a escala cresce ascendentemente, mas na verdade, para o geólogo, deve crescer descendentemente. Para adequar a escala, (Figura 53) selecione na Barra-Menu de Comando a opção *General Mode, Compute, Apply Script on Object*. A janela “*Gocad – Property Script Editor*” será aberta. Selecione o objeto poço que necessita de correção, e digite nas chaves { Z = - Z;}. Fique atento ao ponto e vírgula que deve ser colocado sempre ao final de cada fórmula inserida nessa janela.

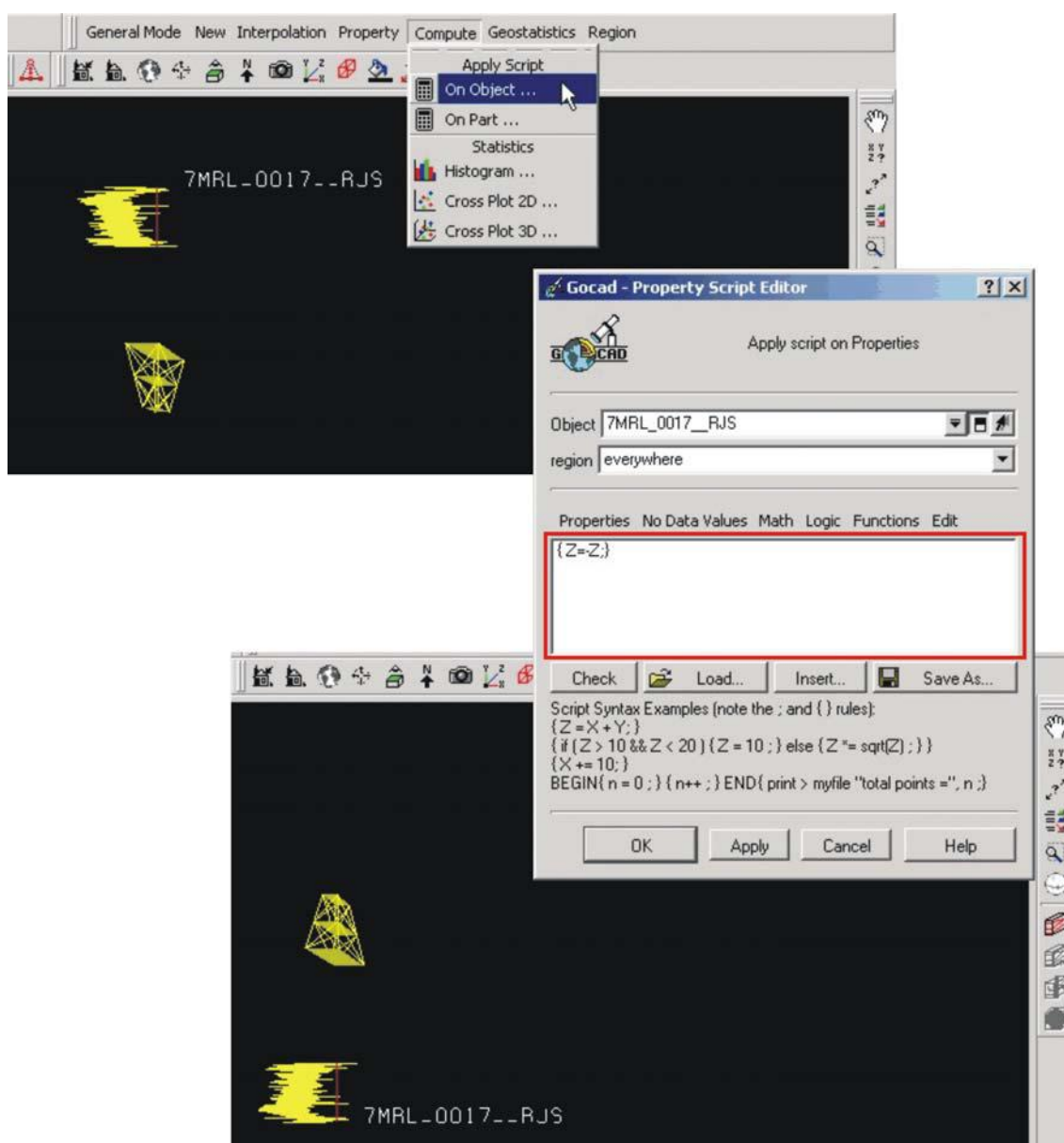


Figura 53 – Adequando a escala do perfil do poço.

Caso os dados LAS de um mesmo poço estejam desmembrados em vários arquivos diferentes, clique em *File, Import Objects, LAS, Well*. Quando a janela se abrir (Figura 54), selecione os arquivos que contenham os outros logs do poço já carregado anteriormente. Não selecione novamente o arquivo já carregado, pois isso duplicará a curva existente no Gocad®. Selecione a opção “*Append Logs to an existing Well*”. Clique em *OK* ou em *Apply*, caso vá agregar mais curvas a poços existentes.

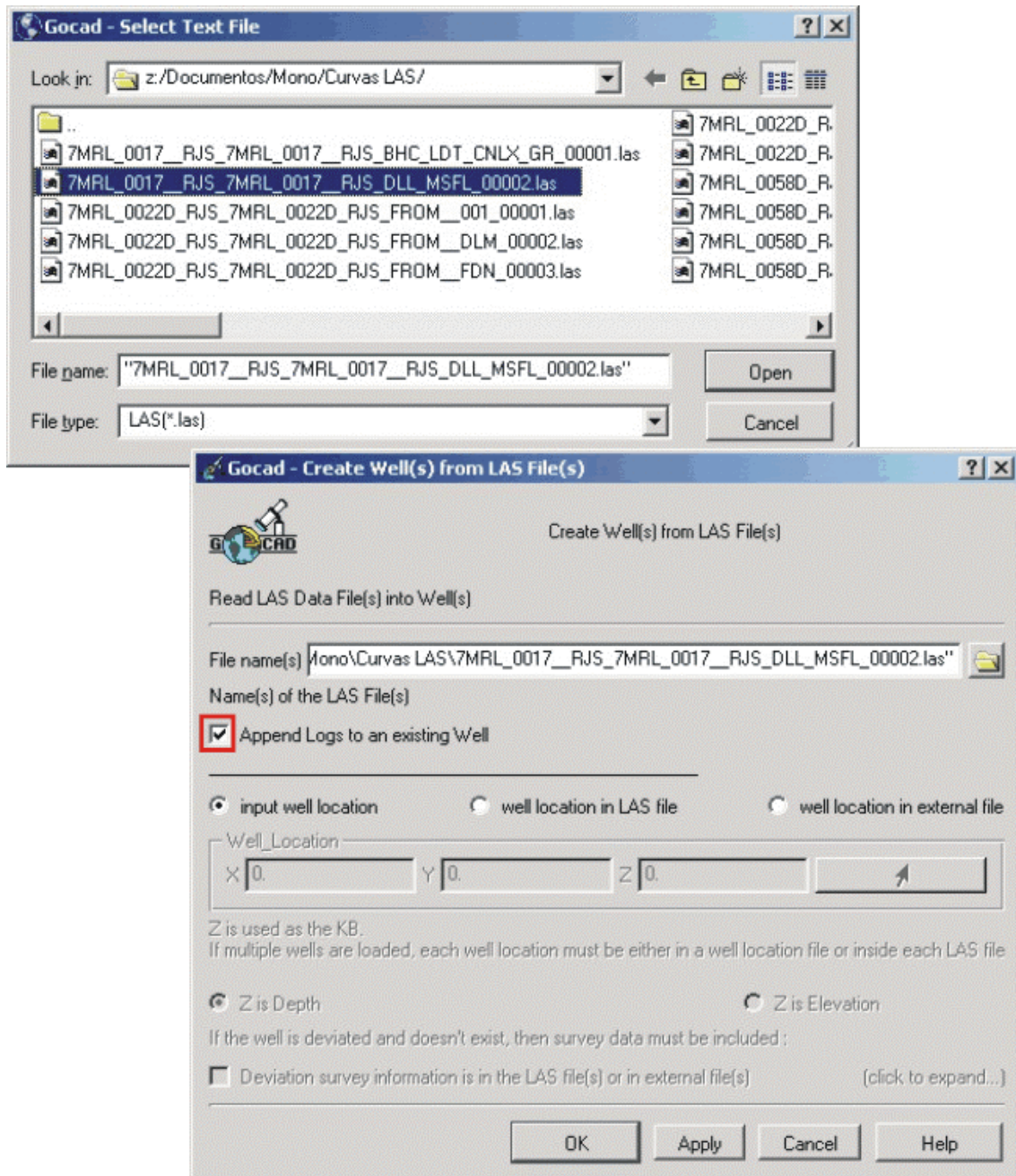


Figura 54 – Atualizando dados de poços já carregados no Gocad®.

INTERPRETANDO OS DADOS SÍSMICOS.

Antes de realizar qualquer modelagem com o Gocad®, certifique-se que a Câmera está com visão paralela.

Ao trabalhar com sísmica 2D, você possui somente um perfil a interpretar, mas na sísmica 3D, pode trabalhar com três perfis (*crossline*, *inline* ou *time slice*). Portanto selecione previamente o perfil a ser interpretado e posicione-o de modo que fique totalmente voltado para você, ou seja, de modo a ter uma visão perpendicular do objeto. Caso ache necessário, altere a escala vertical Z para ampliá-lo.

Na Barra de Ferramentas de Edição, selecione em *Digitilize/Edit Object Type* a opção *Curve*. Na Barra de Ferramentas de Edição de Curva, selecione *Open New Curve* (Figura 55).

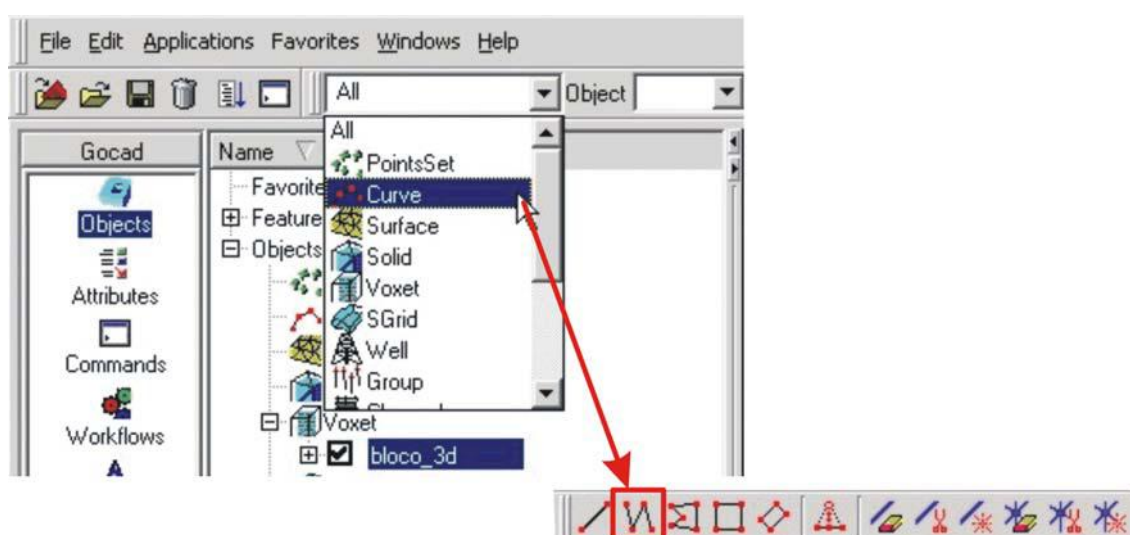


Figura 55 – Selecionando a opção *Curve* para interpretar a sísmica.

É aconselhável que, antes de iniciar a interpretação e já com a *Open New Curve* selecionada, você clique sobre a sísmica com o botão esquerdo do *mouse* para visualizar um pequeno quadrado no *mouse*, agora como uma cruz. Isto facilitará que você perceba onde o ponto de amarração da curva será posicionado. Para desenhar, clique com o botão esquerdo; para desfazer o último ponto dado, clique com o botão direito; para finalizar, clique com o botão do meio e nomeie a curva na nova janela que se abrirá e clique em OK (Figura 56). Note que, na Árvore de Objetos, uma nova curva aparecerá.

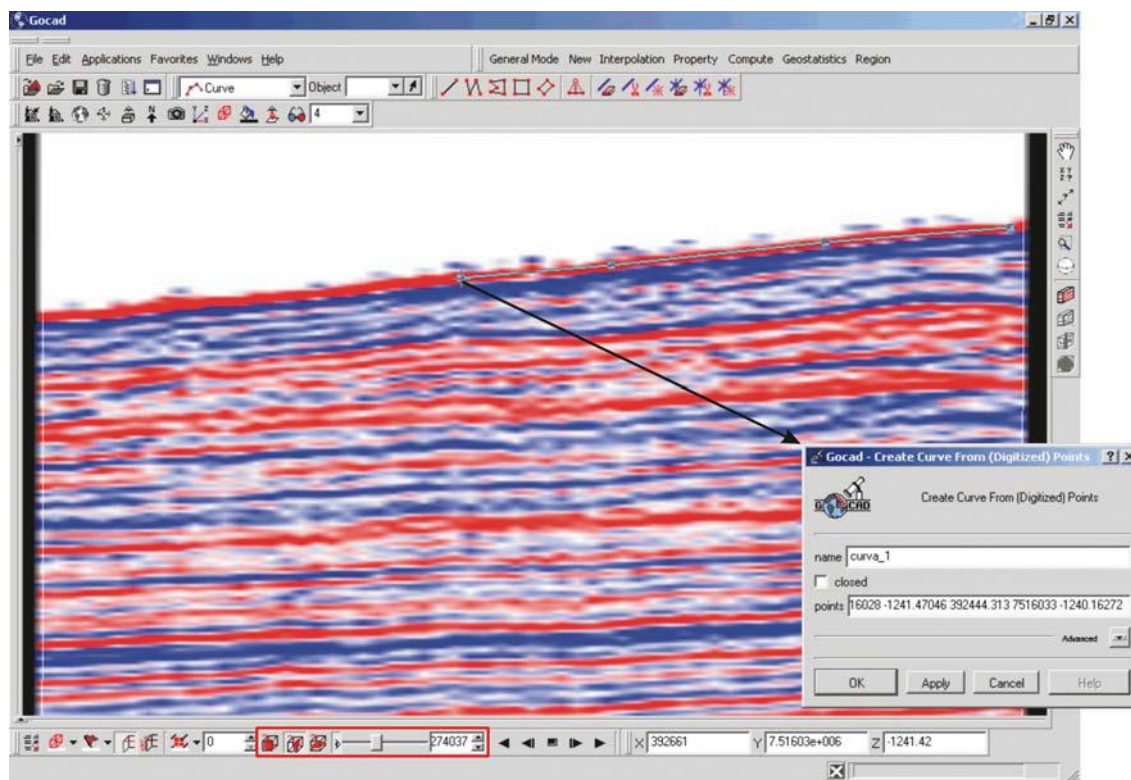


Figura 56 – Construindo a curva de um *crossline* da sísmica 3D.

Na interpretação da sísmica 3D, carregada previamente como um bloco sólido, deve-se interpretar cada *crossline/inline* individualmente, apenas escolhendo-as na Barra de Ferramentas de Atributos do bloco, sendo que cada um deve ter uma curva específica para cada horizonte interpretado. Deve-se ter a precaução de que os pontos estejam amarrados à sísmica, ou seja, que “façam parte” do mesmo plano, já que nas bordas a tendência do ponto é fugir deste padrão. Note também que ao dar destaque à Câmera, ou seja, ocultando o compartimento “Área de Trabalho”, torna-se mais fácil a visualização da superfície. Entretanto, certifique-se de que esta encontra-se totalmente visível na Câmera.

Caso a sísmica 3D tenha sido arquivada com um “falso 3D”, ou seja, inúmeros 2D que serão carregados um a um no Gocad®, pode-se interpretá-lo com uma sísmica 2D, visualizando cada perfil individualmente.

Ao interpretar um horizonte, por exemplo o Fundo Marinho, nos diversos perfis, certifique-se de estar visualizando apenas as curvas desenhadas para a construção da superfície na Câmera, ou seja, apenas selecione na Área de Trabalho as curvas que construirão o horizonte. Na Barra-Menu de Comando, selecione a opção *Surface Mode*. Opte por *New, From Curves, Several Curves* (Figura 57). Nomeie a superfície na nova janela que se abrirá e selecione o número de níveis adequadamente, já que, quanto mais níveis houver, mais complexa será a interpolação entre as curvas. É aconselhável que,

para curvas com espaçamentos menores, como na interpretação 3D, estes níveis sejam poucos. Neste trabalho foi utilizado nível 1. Contudo, numa interpretação de sísmica 2D, as linhas tendem a ser mais espaçadas. Conseqüentemente, aumente o número de níveis adequadamente, a fim de que a interpolação seja a melhor possível.

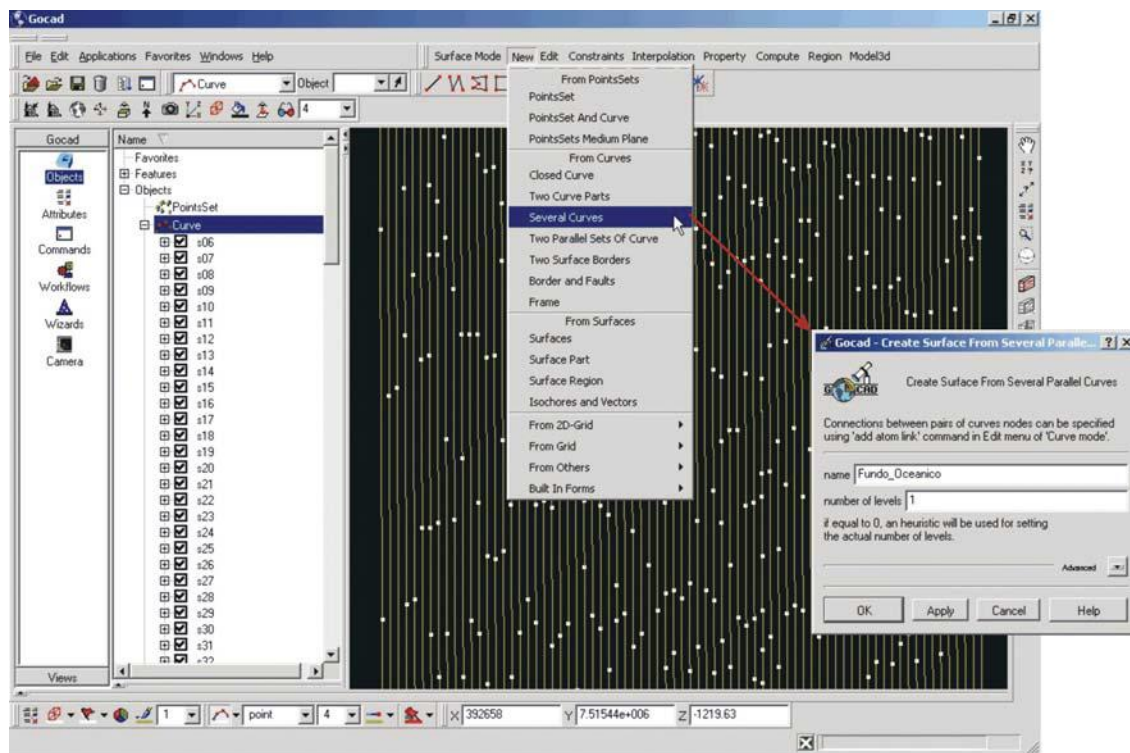


Figura 57 – Construindo uma superfície a partir de curvas.

Note que o cursor tornou-se uma pequena cruz (Figura 58). Pressione “Ctrl” e clique nas curvas que darão origem à superfície. Ao soltar o “Ctrl”, o Gocad® calculará a superfície e esta aparecerá na Câmera e também na Árvore de Objetos.

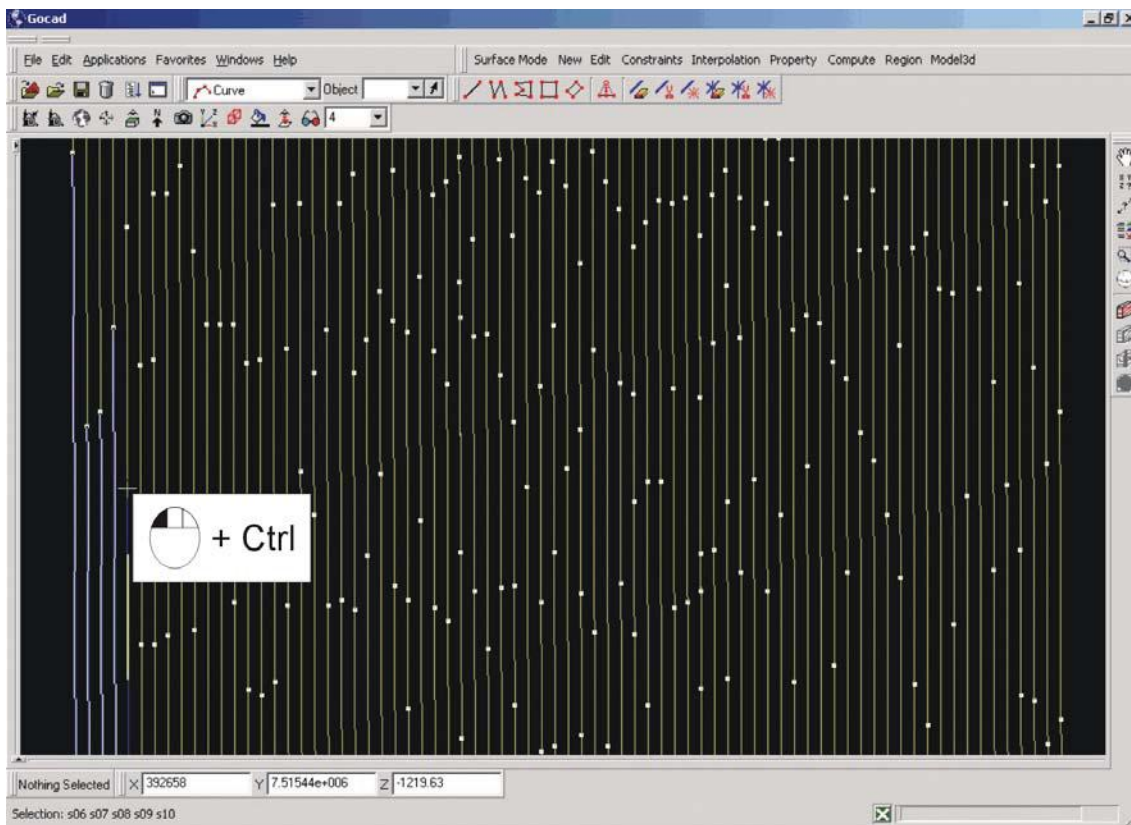


Figura 58 – Construindo a superfície seleccione as curvas com o *mouse*.

Para editar a superfície, seleccione na Barra de Ferramentas de Atributos a ação desejada. Os triângulos da superfície criada podem ser editados. Para tal, seleccione em *Surface Mode, Edit, Beautify, Beautify Triangles For Equilaterality* (Figura 59). Entretanto, observe que este procedimento pode, em alguns casos, danificar sua superfície.

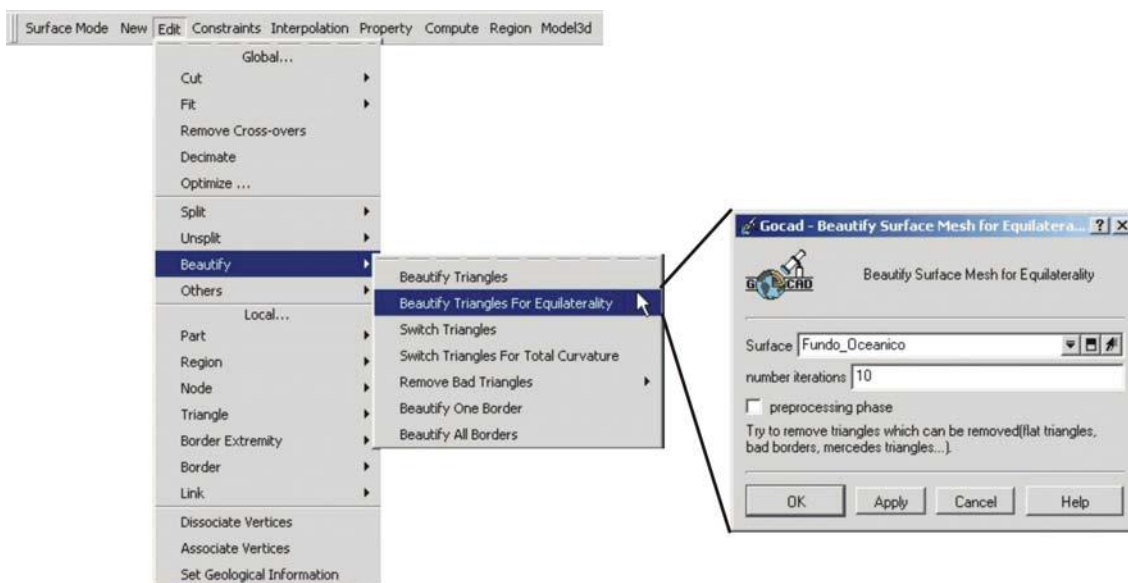


Figura 59 – Editando os triângulos da superfície construída.

Abrindo uma nova janela, selecione a superfície a ser editada e o número de interações entre os triângulos, aconselha-se a utilização número de interação padrão igual a 10, clique em OK. O processo pode levar alguns minutos. Ao final, note que os triângulos da superfície estarão mais semelhantes entre si. (Figura 60).

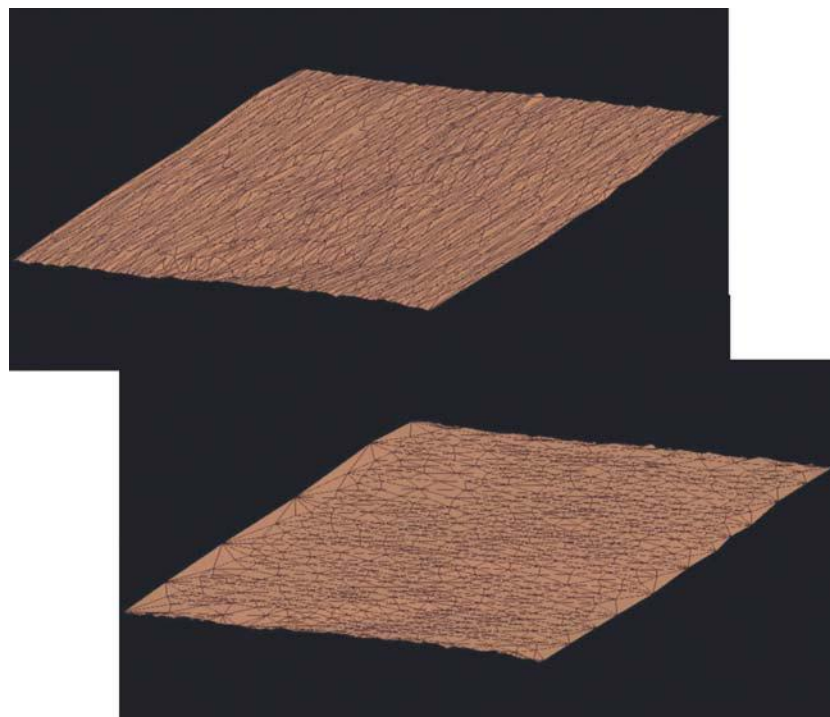


Figura 60 – A superfície antes e depois da edição dos triângulos.

Para “fechar” uma camada, deve-se selecionar apenas as superfícies topo e base da mesma. Selecione em *General Mode*, *Curve Mode*, *New*, *From Surfaces Borders*, *All* (Figura 61). Abrindo uma nova janela, nomeie a borda e selecione a superfície a ter sua borda construída. Por serem topo e base, repita esse procedimento tanto para o primeiro quanto para a segunda. Note que duas novas curvas aparecerão na Árvore de Objetos.

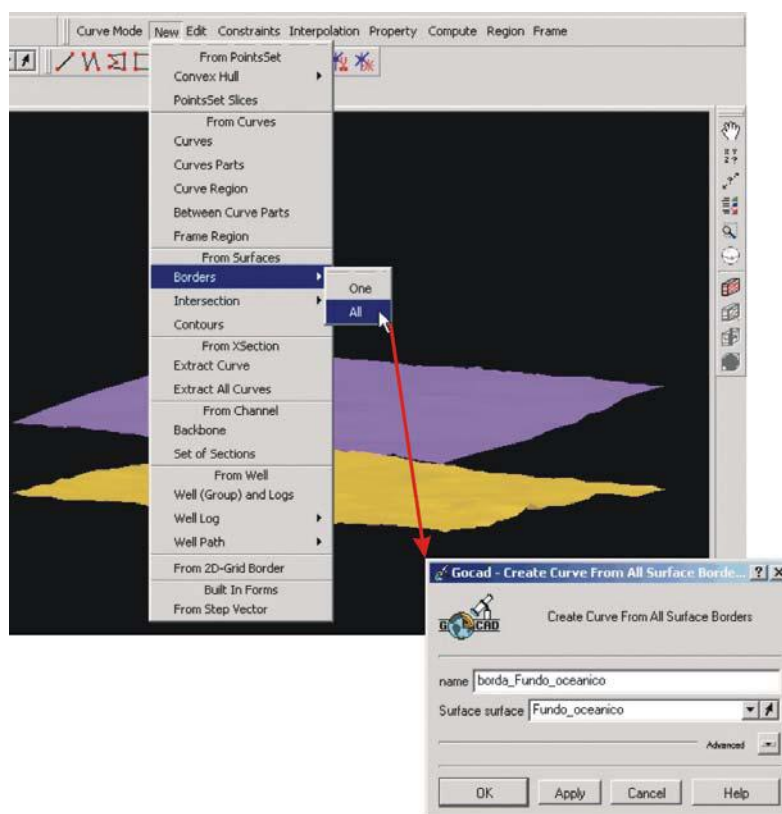


Figura 61 – Construindo bordas a partir de superfícies.

Escolhidas as duas bordas construídas, selecione em *General Mode*, *Surface Mode*, *New*, *From Curves*, *Several Curves* (Figura 62). Abrindo a janela *Gocad – Create Surface from several parallel curves*, nomeie a nova superfície, escolha a quantidade de níveis entre as linhas, e clique em OK.

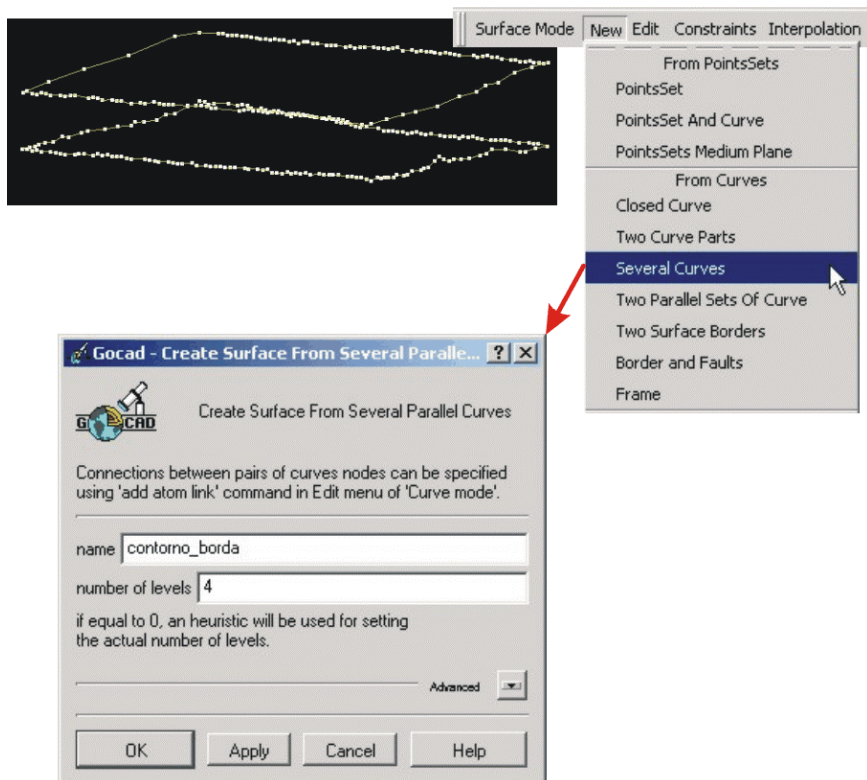


Figura 62 – Selecionando o modo de construção da borda.

Após a construção da borda, deve-se editar os triângulos dessa superfície como descrito acima (Figura 49 a 53).

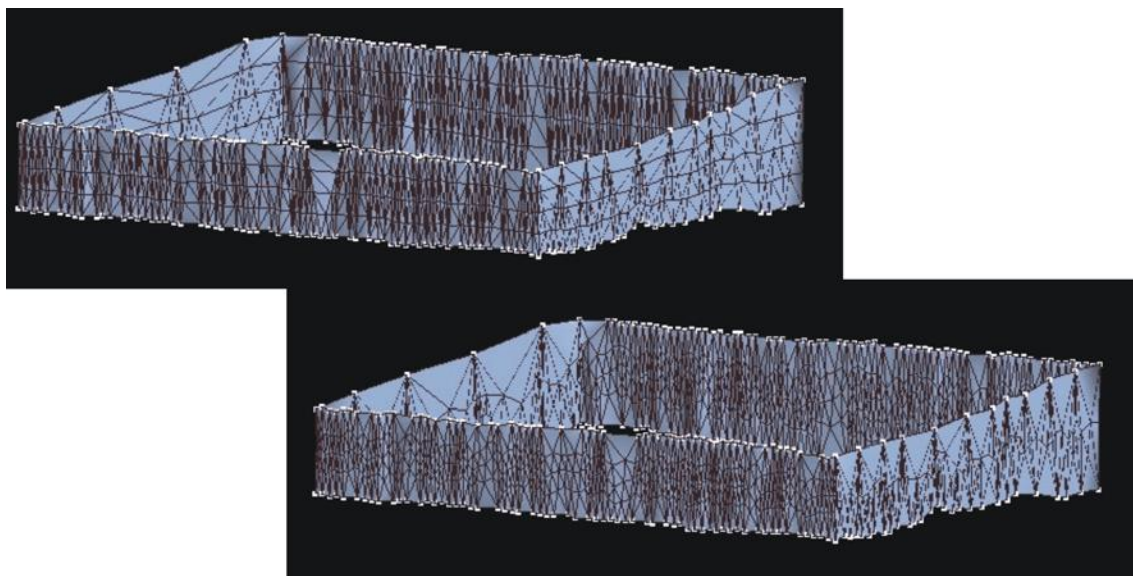


Figura 63 – Editando os triângulos da borda.

Para que borda, topo e base tenham a mesma cor, na Barra de Ferramentas de Atributos, selecione em *Colormap* a mesma cor para essas superfícies (Figura 64).

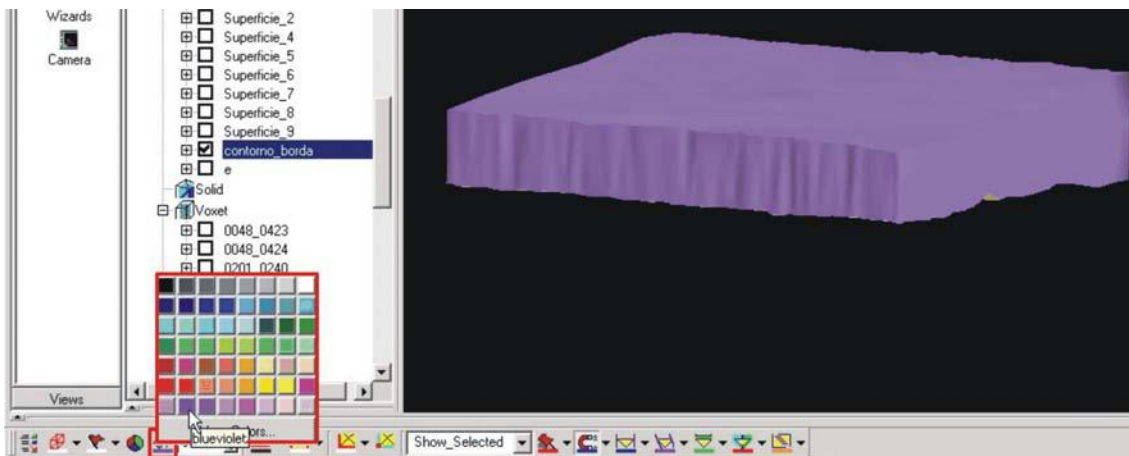


Figura 64 – Selecionando a cor para as superfícies.

Recomenda-se agrupar as superfícies que compõem uma camada em um único grupo para facilitar a seleção das mesmas. Para tal, em *Edit*, selecione a opção *New Group*. A janela “Gocad – Create Group” abrirá. Nomeie, então, o novo grupo em *name* e selecione o tipo de objeto que este grupo agregará em *Object Type*. Clique em OK (Figura 65).

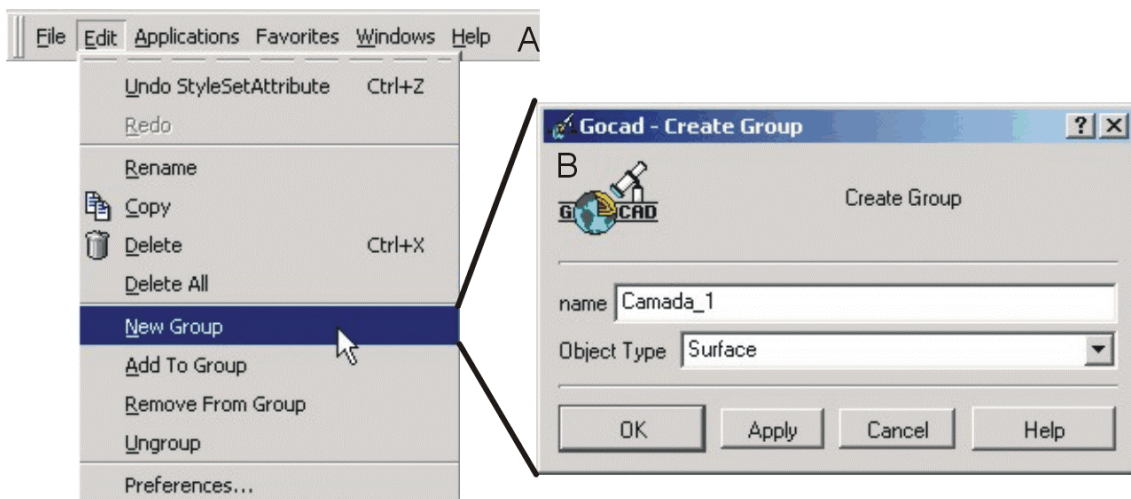


Figura 65 – Criando um novo grupo.

Para adicionar objetos a este grupo, certifique-se de os ter selecionado na Árvore de Objetos; em *Edit*, selecione a opção *Add to Group*. A janela “Gocad – Add Objects to Group” será aberta. Tenha certeza de que o grupo ao qual se deseja agregar os objetos está selecionado em *Group group* e que os objetos estão selecionados em *Objects Add* (Figura 66).

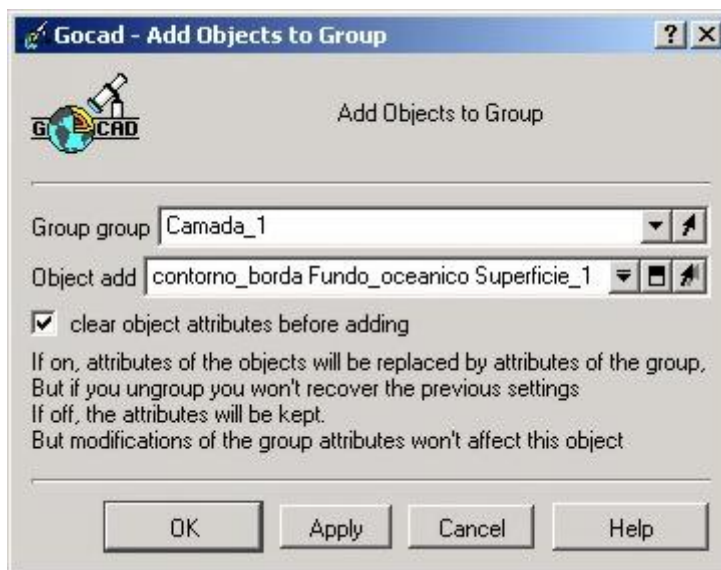


Figura 66 – A janela para adição de objetos a um grupo.

Repetindo todo o processo para tantas superfícies e camadas quantas se deseja construir, pode-se agrupá-las em um único grupo, facilitando a visualização do modelo tridimensional construído (Figura 67).

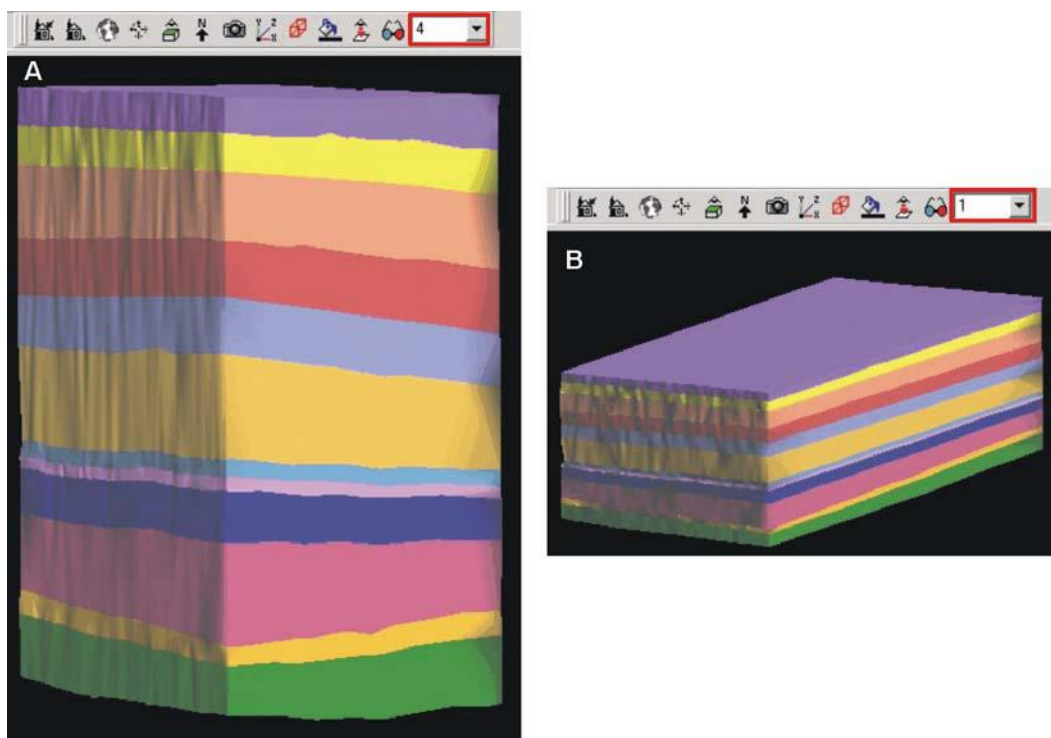


Figura 67 – Um modelo tridimensional visualizado em escalas diferentes.