

Desirée Liechoscki de Paula Faria

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA TRIDIMENSIONAL DOS CORPOS
TURBIDÍDICOS DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

UFRJ
Rio de Janeiro
2010



UFRJ

Desirée Liechoscki de Paula Faria

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA TRIDIMENSIONAL DOS CORPOS TURBIDÍTICOS
DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Borghi
Flávio Zaborne Oliver

Rio de Janeiro

Julho de 2010

DESIRÉE, Liechoscki de Paula Faria

Interpretação Sísmica Tridimensional dos Corpos Turbidíticos do Campo de Namorado, Bacia de Campos / Desirée Liechoscki de Paula Faria -- Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2010.

xii, 35 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2010.

Orientadores: Leonardo Borghi e Flavio Zaborne Oliver

1. Geologia. 2. Setor da Graduação – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título.

Desirée Liechoscki de Paula Faria

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA TRIDIMENSIONAL DOS CORPOS TURBIDÍDICOS
DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Geólogo.

Orientador(es):

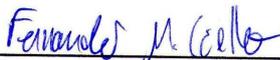
Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Flávio Zaborne Oliver

Aprovada em: 15.07.2010

Por:



Orientador: Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)



Fernando de Mattos Coelho (Schlumberger)



Paula Lucia Ferrucio da Rocha (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2010

UFRJ
Rio de Janeiro
2010

À todos que acreditaram e apoiaram, em especial, aos meus pais Dulce e Marcos.

Agradecimentos

À ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis) pela liberação dos dados do Campo Escola Namorado através do Programa de Captação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo da UFRJ (PRH-ANP/MCT n.18).

À Schlumberger pela oportunidade de estágio, durante o qual o presente trabalho foi elaborado, e pela possibilidade de desenvolvimento profissional e humano.

Ao geólogo Flavio Zaborne Oliver, meu supervisor, pela confiança profissional e fundamental orientação, incentivo e apoio durante todas as etapas de desenvolvimento de trabalho. Certamente, sem sua presença e descontração tudo seria mais difícil.

Ao geofísico Sérgio Caceres pela atenção e motivação quase que diária e ajuda braçal e intelectual fundamentais ao longo de todo o trabalho.

Ao geofísico Andres Estrada pela ajuda direta e primordial na elaboração dos sismogramas sintéticos, que podem enlouquecer qualquer um.

Ao professor Leonardo Borghi pela orientação acadêmica.

Resumo

FARIA, Desirée Liechoscki de Paula. **Interpretação Sísmica Tridimensional dos Corpos Turbidíticos do Campo de Namorado, Bacia de Campos.** 2010, 35f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O conhecimento e a compreensão dos sistemas deposicionais de águas profundas (turbidítico) avançou significativamente nas últimas décadas, principalmente devido ao interesse exploratório das companhias de petróleo. Da mesma forma houve um significativo avanço tecnológico na aquisição, processamento de dados, na qualidade e na resolução dos volumes sísmicos 3D. A análise dos atributos sísmicos e a interpretação volumétrica tem possibilitado cada vez mais a identificação e caracterização de feições geológicas e ambientes deposicionais diretamente nestes volumes. Este trabalho tem como objetivo identificar as feições turbidíticas tridimensionais no volume sísmico 3D (geocorpos) do Campo de Namorado. Para a identificação dos geocorpos foi utilizada técnicas de renderização e a função opacidade para isolar tais feições geológicas. Foram extraídos diversos atributos sísmicos, como por exemplo: máxima amplitude, isofrequência, envelope, frequência instantânea. O *blending* destes atributos e sua visualização em 3D utilizando a técnica de RGB (red,green,blue) permitiu a distinção de corpos turbidíticos no volume. Uma vez delineados os corpos, os mesmos foram incorporados em um modelo geocelular 3D, construído utilizando as superfícies de topo e base do reservatório, e populados com propriedades para a distinção das zonas reservatório e não reservatório.

Palavras-chave: interpretação tridimensional; turbidito; Campo de Namorado

Abstract

FARIA, Desirée Liechoscki de Paula. **Three Dimensional Seismic Interpretation of Namorado Field's Turbidite Bodies, Campos Basin**. 2010, 35f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Knowledge and understanding of deep water depositional systems (turbiditic) have advanced significantly in recent decades, mainly due to the exploratory interest of oil companies. Likewise, there was a significant technological advance in the acquisition, data processing, quality and resolution of 3D seismic volumes. The analysis of seismic attributes and volume interpretation has enabled increasingly the identification and characterization of geologic features and depositional environments directly on these volumes. This work aims to identify turbidite three dimensional features on 3D seismic volume (geobodies) of Namorado Field. For the identification of the geobodies, rendering techniques and opacity function was used to isolate the geological features. Various seismic attributes were extracted, such as: maximum amplitude, isofrequency, envelope, instantaneous frequency. The "blending" of these attributes and their visualization in 3D using the RGB (red, green, blue) technique allowed the distinction of turbidite bodies in the volume. Once the bodies were outlined they were later incorporated into a geocell 3D model, that was built using top and bottom reservoir surfaces, and populated with properties for the distinction of reservoir and non reservoir zones.

Key-Words: three dimensional interpretation; turbidite; Namorado Field

Lista de figuras

Figura 1 - Mapa de localização dos campos de petróleo da bacia de Campos. O campo de Namorado é representado em rosa, com a sigla NA. (Fonte: Bruhn <i>et al.</i> , 2003).....	3
Figura 2 – Fluxograma das etapas de trabalho.....	5
Figura 3 - Seção geológica mostrando as sequências que compõe a bacia de Campos. (modificado de Rangel & Martins, 1996).....	7
Figura 4 – Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (modificado de Menezes, 1990).....	13
Figura 5 – Visualização dos perfis de raios gama (RG), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI) vs. Profundidade, com a delimitação do topo e da base do reservatório. Poço: NA22.....	16
Figura 6 – Janela de interpretação com o poço RJS042 calibrado em tempo com seus marcadores do topo e base do reservatório em tempo, e as superfícies do reservatório, mostrando uma boa calibração do poço.....	18
Figura 7 – Janela de interpretação sísmica mostrando a correlação entre o traço sísmico sintético produzido para o poço RJS042 e as <i>wiggles</i> da seção sísmica próxima ao poço. Em branco, os horizontes e os marcadores no poço, em tempo, de topo e base do reservatório.....	19
Figura 8 – Janela de interpretação onde pode ser observado o refletor da base do reservatório mapeado e o elemento arquitetural de canal/dique (Asa de Gaivota).....	21

- Figura 9** – Volume sísmico originado pelo *blending* do volume sísmico original e do volume RMS. Observar que para melhor visualização das anomalias provocadas pela presença dos corpos turbidíticos, o cubo sísmico foi cortado na base do reservatório.....23
- Figura 10** – Geocorpo em amarelo, representado por voxels, isolado do volume sísmico a partir dos valores de opacidade.....24
- Figura 11** – Visualização do geocorpo turbidítico extraído do volume sísmico filtrado pela opacidade. Os poços servem de “prova real” para a identificação do geocorpo.....25
- Figura 12** – Visualização da superfície de contorno estrutural, em tempo, da base do reservatório, que evidencia a geometria do canal sob o geocorpo..... 26
- Figura 13** – Visualização 3D mostrando feição, evidenciada com a seta vermelha, que pode estar associada a um aporte sedimentar proveniente de SW.....27
- Figura 14** – Modelo representativo do processo de *pillar gridding*. Em azul, a falha modelada em conjunto de pilares, e em vermelho, laranja e roxo, o esqueleto do grid (topo, meio e base, respectivamente).....28
- Figura 15** – Janela 2D, com a visualização da gridagem e das falhas, com direção preferencial (*I-direction*) em verde, e *trends* (*J-direction*) na fronteira da área em vermelho.....29
- Figura 16** – Modelo geocelular populado com propriedades de fácies, evidenciando as áreas reservatório e não reservatório do campo.....31

Sumário

- Agradecimentos.....	vi
- Resumo.....	vii
- Abstract.....	viii
- Lista de figuras.....	ix
1 APRESENTAÇÃO.....	1
2 MATERIAL E MÉTODO.....	4
3 CONTEXTO GEOLÓGICO.....	6
3.1 Os reservatórios do Campo de Namorado (Arenito Namorado).....	9
3.2 Aspectos estruturais do Campo de Namorado.....	12
4 RESULTADOS.....	14
4.1 Carregamento dos dados.....	14
4.2 Controle de qualidade dos dados carregados.....	14
4.3 Identificação nos perfis do Reservatório Namorado.....	15
4.4 Correlação de perfis.....	17
4.5 Elaboração de sismogramas sintéticos.....	17
4.6 Identificação sísmica dos horizontes de topo e base do reservatório e estruturas.....	19
4.7 Delineamento dos corpos turbidíticos através de interpretação volumétrica (<i>geobodies</i>).....	22
4.8 Construção do modelo 3D do reservatório.....	27
5 CONCLUSÕES.....	32
Referências bibliográficas.....	34
Apêndice A– Correlação dos perfis de raios gama (RG), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI) vs. Profundidade, com os marcadores do topo e da base do reservatório nos poços. Poços: NA03D, NA30 e NA47. A seção foi elaborada ao longo da direção SE-NW do campo.....	36

Apêndice B - Visualização da janela de opacidade, mostrando os filtros utilizados para o isolamento das feições geológicas de interesse e da janela 3D mostrando o cubo sísmico filtrado.....	37
Apêndice C – Visualização do modelo geocelular 3D. Pode-se observar os pilares da modelagem de falhas, os horizontes com os rejeitos das falhas, o <i>grid</i> e o <i>layering</i>	38
Apêndice D – Janela de criação da propriedade <i>Bodies</i>	39
Apêndice E – Janelas de criação do <i>template</i> de fácies.....	40
Apêndice F – Janelas de criação da propriedade <i>Fácies</i>	41
Apêndice G – Janelas de criação da propriedade <i>Facies2</i>	43
Anexo A – Diagrama estratigráfico da bacia de Campos. (Fonte: Winter <i>et al.</i> , 2007). Em destaque o intervalo estratigráfico estudado.....	45

1 APRESENTAÇÃO

A maior parte das reservas de petróleo encontradas nas bacias marginais brasileiras estão em águas profundas. Assim, o conhecimento e a compreensão dos sistemas deposicionais de águas profundas (turbidítico) avançou significativamente nas últimas décadas, principalmente devido ao interesse exploratório das companhias de petróleo.

Os sistemas turbidíticos do Cretáceo da bacia de Campos representam uma fronteira exploratória dos prospectos de águas profundas. Nesse contexto, o Campo de Namorado merece destaque por ser o primeiro campo com *play* turbidítico no Brasil, e por ser hoje considerado um campo escola, pela abrangente variedade de dados disponíveis ao público, permitindo estudos na compreensão da evolução geológica dos reservatórios turbidíticos.

O Campo de Namorado faz parte de um conjunto de plays exploratórios da bacia de Campos. Localiza-se na porção Central/Norte dos *trends* de acumulações petrolíferas da bacia, na margem continental brasileira e possui área de lavra de aproximadamente 20km². Situa-se cerca de 80 km da costa, em cotas batimétricas que variam de 140 a 250m e possui fechamentos a sudeste, noroeste e sudoeste por falhas, tendo extensão máxima na direção SE-NW, norte e sul por *pinch-out* e a nordeste por mergulho (Figura 1).

O campo foi descoberto em novembro de 1975 com a perfuração do poço 1-RJS-19 em lâmina d'água de 166 m. Esse poço, com particularidades pioneiras, foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (muito embora o prospecto fosse em rochas carbonáticas), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras.

Os reservatórios turbidíticos do campo de óleo de Namorado, apresentam um grande interesse, tanto do ponto de vista econômico quanto científico. Além de ter sido o primeiro campo com *play* turbidítico no Brasil; foi o primeiro desenvolvido com um sistema de injeção

de água, atualmente utilizado no desenvolvimento de campos em águas profundas e ultraprofundas da bacia de Campos; apresenta um fator de recuperação elevado para os padrões industriais; e sua base de dados com inúmeros poços, sísmica 3D e o histórico de produção com mais de 20 anos, também é importante para o desenvolvimento de métodos aplicados à caracterização de reservatórios petrolíferos.

O estudo aqui apresentado busca uma melhor compreensão dos mecanismos formadores dos arenitos turbidíticos do Campo de Namorado, e sua geometria utilizando-se novas técnicas e ferramentas de visualização, interpretação e modelagem do *software* Petrel®.

Em um estudo anterior realizado por Barboza (2005), o autor apresentou um novo modelo evolutivo para o intervalo entre o Albiano superior e o Cenomaniano na área do campo evidenciando as três sequências deposicionais do reservatório.

Assim, o desenvolvimento do presente trabalho, apoiado no estudo de Barboza (2005), permitiu a identificação de feições turbidíticas tridimensionais no volume sísmico 3D e o reconhecimento do cânion sobre o qual o leque turbidítico foi depositado. A unidade estudada está relacionada à primeira sequência deposicional identificada por Barboza (2005), dita como sendo a primeira fase de alimentação do canal turbidítico.

Adicionalmente foi construído um modelo geocelular 3D limitado pelas superfícies de topo e base do reservatório Namorado, onde os corpos turbidíticos, delineados e isolados do volume sísmico, foram incorporados no modelo geocelular e populados com propriedades de fácies, permitindo também, além da obtenção de um modelo deposicional, a diferenciação entre zonas reservatório e não reservatório do campo.

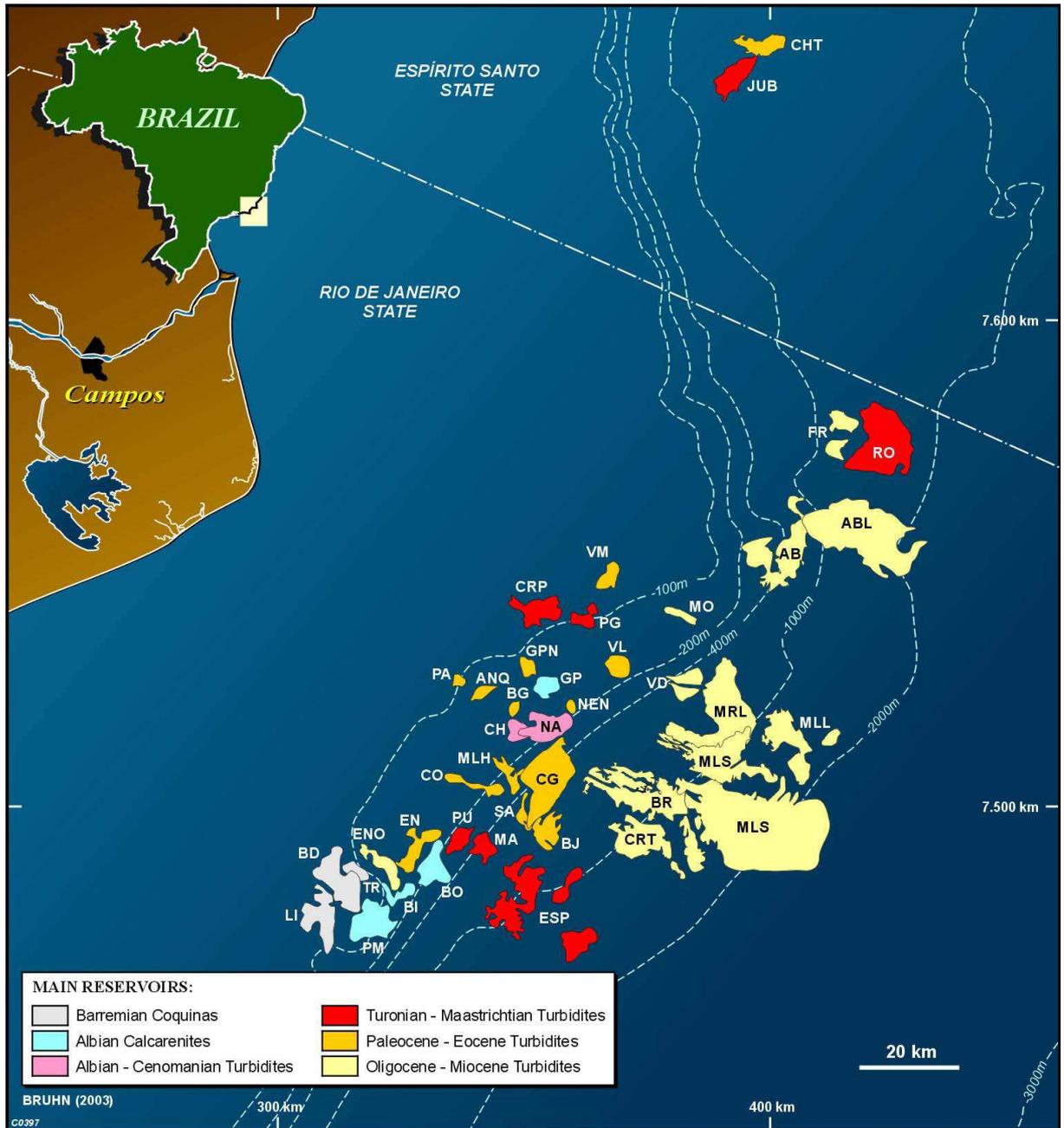


Figura 1 - Mapa de localização dos campos de petróleo da bacia de Campos. O campo de Namorado é representado em rosa, com a sigla NA. (Fonte: Bruhn *et al.*, 2003)

2 MATERIAL E MÉTODO

O estudo foi realizado com o apoio do Programa de Captação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo da UFRJ (PRH-ANP/MCT n.18), tendo como base os dados públicos do pacote “Campo escola Namorado” por meio da política de cessão gratuita de dados públicos para finalidades acadêmicas.

Foram utilizados os 59 poços disponíveis. Cada poço contém, basicamente, um conjunto de cinco perfis geofísicos em formato LAS - Raios Gama Naturais (**GR**); Resistividade Elétrica (**ILD**); Densidade (**RHOB**); Porosidade Neutrônica (**PHIN**) e Tempo de Trânsito Intervalar Sônico (**DT**). Também foi utilizado o dado sísmico 3D, CAMPO_SUL_10A, em formato SEGYY, disponibilizado no mesmo pacote “Campo escola Namorado”.

A integração das informações, interpretação e construção do modelo geocelular foi feita utilizando-se, como ferramenta de processamento de dados, o programa Petrel® (Schlumberger), amplamente empregado na indústria petroleira, que também permitiu o uso de técnicas de visualização, técnicas de renderização e a função opacidade para isolamento das feições geológicas.

Para a consecução do trabalho foram seguidas as seguintes etapas (Figura 2): (1) carregamento dos dados (sísmica e perfis dos poços); (2) controle de qualidade dos dados carregados; (3) identificação nos perfis do Reservatório Namorado; (4) correlação dos perfis; (5) elaboração de sismogramas sintéticos; (6) identificação na sísmica dos horizontes de topo e base do reservatório e estruturas; (7) delineamento dos corpos turbidíticos através de interpretação volumétrica (Geobodies); (8) construção do modelo geocelular 3D do reservatório.

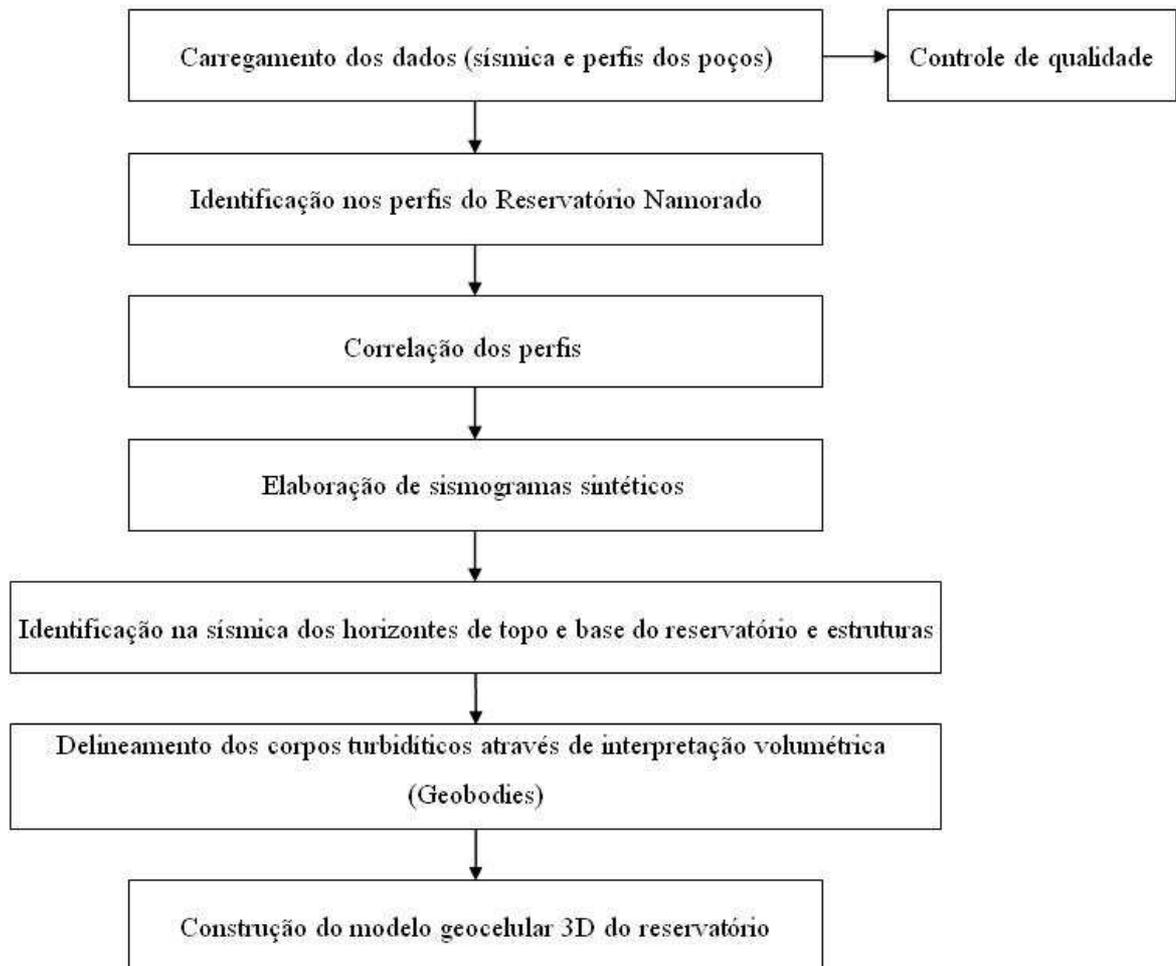


Figura 2 – Fluxograma das etapas de trabalho

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

A bacia sedimentar de Campos localiza-se ao longo da margem continental sudeste do Brasil, entre a costa norte do Estado do Rio de Janeiro e o sul do Estado do Espírito Santo. A bacia cobre uma área aproximada de 100.000 km², destes, apenas 500 km² estão em área emersa, em extensão *onshore* de 15 km. A área imersa estende-se *offshore* até a lâmina d'água de 3.400m de profundidade.

A bacia limita-se ao sul pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da bacia de Santos; ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da bacia do Espírito Santo em águas rasas – em águas profundas não existe separação efetiva entre as bacias de Campos e do Espírito Santo; a oeste por rochas pré-Cambrianas, que afloram próxima à cidade de Campos (o sistema de falhas com direção predominante NE -SW coloca os sedimentos em contato com o embasamento); e a leste pelo talude da plataforma continental, a cerca de 100-150 km da costa.

Conforme Winter *et al.*(2007), economicamente, é a bacia brasileira mais prolífica, alojando mais de 90% das reservas petrolíferas brasileiras atuais. Segundo Pessoa *et al.* (1999), o sistema petrolífero da bacia de Campos contém, *in situ*, 60 bilhões de barris de óleo e 775 bilhões de metros cúbicos de gás natural total, sendo um dos sistemas mais produtivos da América do Sul.

É classificada segundo a Teoria da Tectônica de Placas, como tipo margem continental passiva ou uma bacia de margem divergente (tipo V de Klemme, 1980), ou ainda do tipo Atlântico, segundo Asmus (1975), Pontes & Asmus (1978) e Ojeda (1982), originada pela ruptura do supercontinente Gondwana, coincidindo em aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias de margem leste brasileira.

Segundo Winter *et al.* (2007), a evolução estratigráfica da bacia compreende três superssequências tectono-sedimentares, que correspondem a três estágios evolutivos: supersequência rifte (Continental); supersequência pós-rifte (Transicional); e supersequência drifte (Carbonática Marinha e Clástica Marinha) (Figura 3).

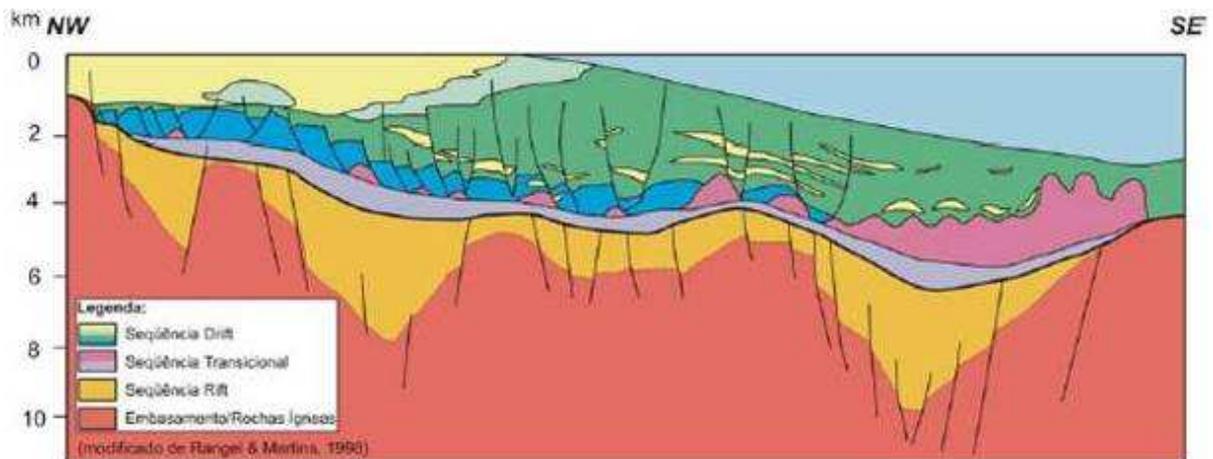


Figura 3 - Seção geológica mostrando as sequências que compõe a bacia de Campos. (modificado de Rangel & Martins, 1996).

A **supersequência Rift** marca o início da movimentação tectônica que resultou na separação dos continentes (ruptura do supercontinente Gondwana). Os principais depósitos são de sedimentos lacustres e flúvio-deltaicos de deposição sin-tectônica sobre grabens assimétricos;

A **supersequência Pós-rifte** foi depositada entre a metade do Aptiano até o início do Albiano (Estágio Alagoas). A sequência evaporítica (transicional) contém depósitos terrígenos e evaporíticos marcando a transição, do continente para o oceano, de forma gradativa e persistente (Guardado *et al.* 1990; Cainelli & Mohriak, 1998);

A sequência K50 exerce um papel importante na arquitetura da bacia de Campos. Esta sequência é representada pelos evaporitos da Formação Retiro, do Grupo Lagoa Feia (Andar Albiano inferior ao andar local Alagoas, parte superior). A movimentação de sal moldou o

assoalho marinho, criando caminhos preferenciais para as areias depositadas no Cretáceo superior (Anexo A).

A **supersequência Drifte** compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico. A sequência marinha inicia-se durante o Albiano médio e tem continuidade até o Holoceno;

No contexto do trabalho, destaca-se a sequência K60, de idade eo/meso-albiana, que compreende as formações Goitacás (porção proximal) e Quissamã (porção distal), do Grupo Macaé. Litologicamente ao longo da borda oeste da bacia ocorre uma associação complexa de leques aluviais e leques deltaicos, além de bancos e lagunas calco-pelíticos (sistema misto), conhecido como “Macaé Proximal”. Nas porções intermediárias predominam sedimentos carbonáticos depositados em ambiente de energia alta a moderada, representada por bancos de calcarenitos oolíticos, oncolíticos e micro-oncolíticos, formando ciclos de arraseamento ascendente. As porções distais estão caracterizadas por um aumento significativo no teor de argilas, com condensação de seção. A base dessa sequência está caracterizada por um sistema carbonático de planície de maré. A seção carbonática está melhor desenvolvida na área sul da bacia, onde a influência siliciclástica foi menor.

Logo acima, outra sequência que merece destaque é a K70, que corresponde às formações Goitacás (proximal), Outeiro (distal) e o Arenito Namorado (Formação Namorado, Grupo Macaé) e engloba o andar Albiano superior.

A base da seção é informalmente conhecida como Seção Bota, devido às formas das curvas dos perfis de raios-gama e resistividade. É composta por calcilutitos com biota plantônica, principalmente calcisferulídeos e foraminíferos da Formação Outeiro (porção proximal e mediana) e conglomerados polimíticos e arenitos da Formação Goitacás (porção proximal).

Em águas profundas há um considerável enriquecimento em folhelhos e margas, com aumento na quantidade de foraminíferos planctônicos, cocólitos e radiolários. Os sedimentos pelágicos dessa sequência foram depositados em resposta a uma progressiva subida relativa do nível do mar que resultou no afogamento da plataforma rasa.

Os depósitos arenosos de sistemas originados por fluxos hiperpicnais compõem a Formação Namorado, foco do trabalho, que representa reservatórios arenosos que ocorrem encaixados em baixos deposicionais gerados e controlados pela tectônica salífera albiana.

Ainda destaca-se a sequência K82-K84 que corresponde às formações Goitacás (proximal), Namorado e Imbetiba (distal), compondo a parte superior do Grupo Macaé. A Formação Imbetiba, corresponde as margas do intervalo palinológico informalmente conhecido como Gama (Cenomaniano). Os pelitos selam definitivamente a ocorrências dos carbonatos do Grupo Macaé.

Os arenitos da Formação Namorado (Anexo A) ocorrem intercalados aos sedimentos pelíticos da Formação Imbetiba. Nas porções proximais predominam conglomerados polimíticos e arenitos da Formação Goitacás.

Essa unidade foi depositada em ambiente batial superior, com registro de anoxias episódicas, representadas por folhelhos escuros laminados.

3.1 Os reservatórios do Campo de Namorado (Arenito Namorado)

De acordo com Menezes & Adams (1988) o reservatório de Namorado possui cerca de 22km² e apresenta geometria externa lenticular/tabular. O Campo de Namorado pode ser visto como pertencente, quanto a qualidade do reservatório, ao tipo intermediário, segundo Johann (2002).

Conforme Menezes (1986), o volume de rochas reservatório com HC está em torno $702,100 \times 10^6 \text{ m}^3$, o volume de óleo provado é de $106 \times 10^6 \text{ m}^3$ STD, no qual, com fator de recuperação é estimado em torno de 40%, resultando em um volume recuperável de $42 \times 10^6 \text{ m}^3$. O óleo é de 28° API e possui viscosidade próxima a 1 centipoise.

A coluna máxima de óleo é de cerca de 160m e o *net-pay* médio, por poço, é de 60m. Em média a porosidade é de 26%, a saturação de óleo 75%, a permeabilidade é de 400mD e o índice de produtividade, normalmente, é maior que $50 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$.

Os reservatórios consistem de arenitos arcoseanos turbidíticos de idade Albiano superior a Cenomaniano médio/superior, inseridos na superssequência drifte. São relacionados à primeira importante transgressão, fase transgressiva da Sequência Clástica Marinha (estágio oceano), sobre a plataforma carbonática do Albiano e ocupa a parte superior do Grupo Macaé. A ocorrência dos depósitos turbidíticos está relacionada com etapas de rebaixamento relativo do nível do mar.

Os arenitos são pobremente selecionados com matriz argilosa que inclui 3 a 30% de silte e 1 a 6% de argila, ocorrendo ainda até 11% de intraclastos carbonáticos e 9% de bioclastos. A cimentação por calcita varia de 1 a 53% em volume e exerce algum controle sobre a porosidade.

O sistema turbidítico de Namorado é interpretado como tendo sido formado pela coalescência de canais e lobos depositados sobre uma superfície deposicional irregular. Segundo Souza Jr. (1997), caracteriza-se pela formação de três ciclos deposicionais, representando as diferentes fases do reabastecimento do canal turbidítico. A primeira fase corresponde aos depósitos grossos ligados às correntes turbidíticas de alta densidade, que formam os ciclos granodecrescentes caracterizados pela associação vertical dos microconglomerados e pelas areias grossas a médias maciças. A segunda fase é representada pelos depósitos de correntes de turbidez de baixa densidade. A última fase corresponde ao sistema

de deposição de mar alto, constituindo-se por uma associação de fácies pelíticas (argilas, margas e calilitos), representando a sedimentação hemipelágica da bacia.

O foco do trabalho são os depósitos associados, ao primeiro ciclo deposicional. Segundo Barboza (2005) estes encontram-se assentados sobre a sequência carbonática (margas) da fase de afogamento do Grupo Macaé/Formação Outeiro (distal), dentro de um contexto nível de mar relativamente baixo e foram datados do Albiano superior. Em termos de registro de fácies, são depósitos de instabilidade causados, provavelmente, pelo início da movimentação do substrato evaporítico, e são representados por escorregamentos e fluxos de detritos carbonáticos que passam a arenolamosos. Junto a essa fase são criados os espaços de acomodação nos quais são depositados os sedimentos turbidíticos siliciclásticos.

A área onde se encontra o campo de óleo foi condicionada por um estilo estrutural relacionado com a tectônica salina (halocinese) e comportava-se como um baixio onde os turbiditos foram trapeados. Os evaporitos, do Aptiano (Andar Alagoas), foram submetidos à intensa instabilidade gravitacional, contribuindo para a formação de zonas de falhas preferenciais onde encaixaram-se os complexos de canais, estas falhas foram fundamentais na geração de trapas estruturais e caminhos para a migração do hidrocarboneto .

Segundo Menezes e Adams (1988), os fluidos acumulados na área do Campo de Namorado possuem vários níveis de trapeamento misto, controlados por acunhamento do arenito turbidítico e por falhas, de modo que apresenta um forte controle estratigráfico e estrutural no trapeamento do óleo.

A movimentação do sal pode ter ocorrido devido a combinação de diversos fatores, sendo a mais importante a existência de condições termais propícias ao movimento do sal. Na profundidade de 3000m com pressões da ordem de 600 kgf/cm^2 , é possível atingir temperaturas necessárias, cerca de 100°C , à fluidez do sal. Além disso, pode levar em

consideração a sobrecarga sedimentar, a variação da densidade de camadas e efeito de basculamento.

3.2 Aspectos estruturais do Campo de Namorado

Segundo Menezes (1986) a evolução pós-deposicional gerou diversos blocos falhados, os quais além de proporcionarem subtraçamentos de óleo a níveis estruturais diferenciados, também serviram de base para o zoneamento inicial do campo.

O Campo de Namorado apresenta-se subdividido em quatro blocos, delimitados por falhas normais. O bloco principal, de onde provém o óleo, está localizado na parte centro-oeste do campo e apresenta predomínio de arenito maciço com textura fina à grossa, baixa à moderada seleção dos grãos, baixo grau de arredondamento e esfericidade. O campo é controlado por falhas normais, contudo o bloco principal do reservatório é pouco afetado pelos falhamentos (Figura 4).

Além do bloco principal, existem os blocos adjacentes, marginal e secundário, que apresentam óleo em menor quantidade, e ainda a chamada Área Nordeste de Namorado (Bacoccoli *et al.*, 1980; Guardado *et al.*, 1990).

As características estruturais se devem a intensa halocinese no Cretáceo superior. Esta provocou uma inversão de relevo, fazendo com que o reservatório ocupasse um alto estrutural alongado, em forma de domo parcialmente falhado (Guardado *et al.*, 1990; Lima, 2004).

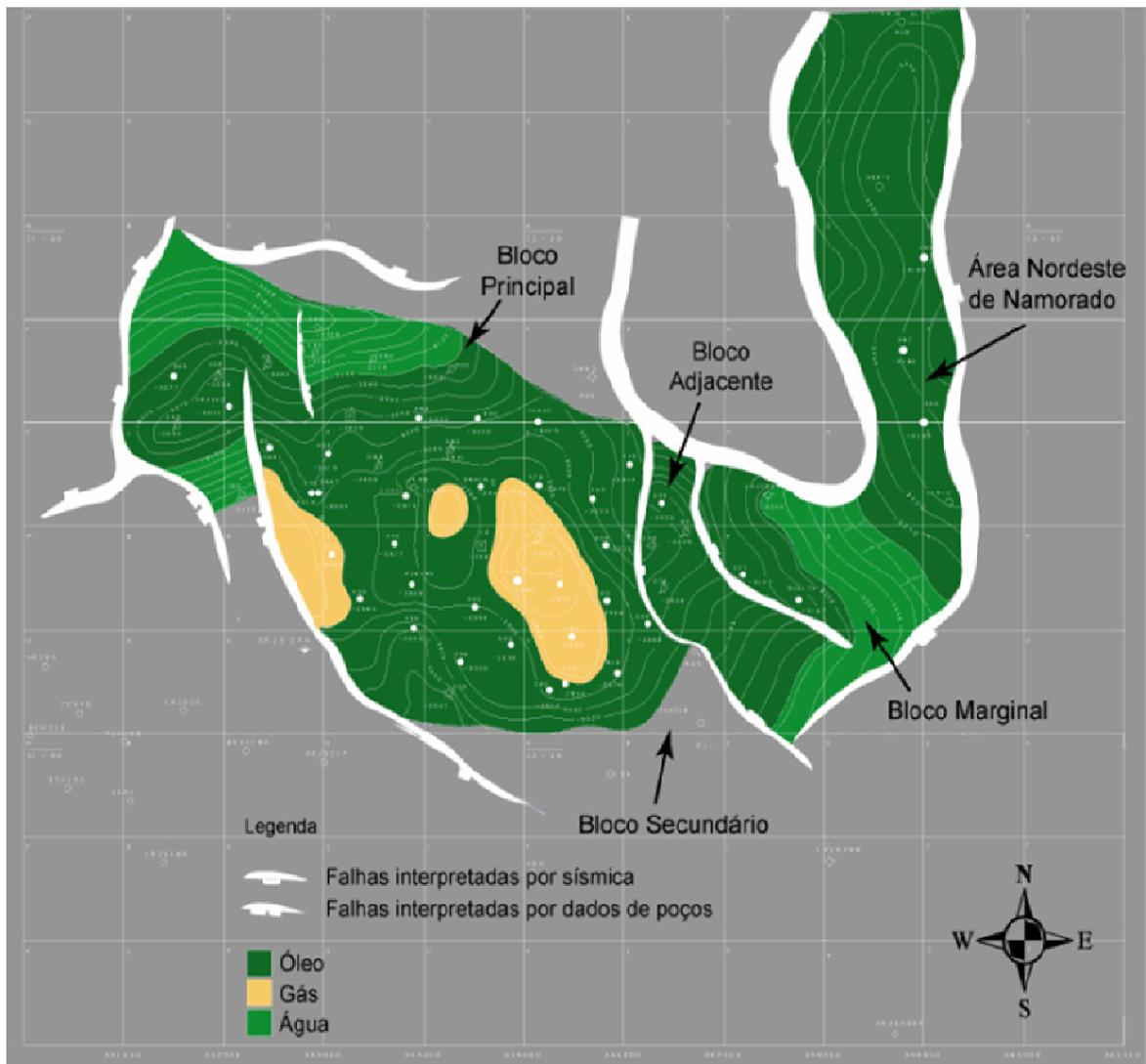


Figura 4 – Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (modificado de Menezes, 1990).

4 RESULTADOS

4.1 Carregamento dos dados

Primeiramente foram carregados os dados de poço, que envolveu três diferentes carregamentos – “cabeça dos poços”, desvios e logs.

O arquivo chamado “cabeça do poço” contém informações sobre a posição do poço no espaço, posição do topo do poço, ou seja, em que profundidade ele começou a ser perfurado, o comprimento do poço ao longo do seu caminho (*Measured Depth*) e sua identificação (nome e símbolo). Assim, um poço vertical é criado.

Se um poço não é vertical, é necessário importar o arquivo em formato ASCII contendo o desvio que o poço faz ao longo de seu caminho.

Finalmente, os logs em formato LAS – GR, ILD, RHOB, PHIN e DT – são importados e relacionados ao já existente caminho do poço, seja ele vertical ou desviado.

Posteriormente, carregou-se os dados sísmicos 3D, que foram importados em formato SEG Y. O formato SEG Y é um dos diversos padrões desenvolvidos pela *Society of Exploration Geophysicists* para armazenamento de dados geofísicos.

4.2 Controle de qualidade dos dados carregados

O controle de qualidade dos poços é feita através da visualização, com a verificação e coerência de sua localização no espaço e seus desvios, e através do *Well Manager*, uma ferramenta do Petrel® que reúne todas as informações importadas para cada poço.

Quando importa-se uma linha ou volume sísmico é de extrema importância o controle de qualidade do domínio e o “*data range*” do volume (x,y,z).

Esse controle é feito através das abas de diálogo dos dados importados. Se o *data range* contém valores iguais a zero, o carregamento irá resultar em um volume vazio. Outro recurso muito utilizado é também o controle de qualidade visual, através da conferência da localização da sísmica em relação ao espaço e aos poços, da consistência da profundidade (em milissegundos) e do formato da sísmica, se esta está estirada ou não.

4.3 Identificação nos perfis do Reservatório Namorado

Com os dados de poço carregados, foi possível a visualização dos perfis dos poços. Nesses perfis, o topo e a base do reservatório podem ser facilmente identificados.

Conforme Costanzo *et al.* (2007), o topo do reservatório é determinado logo abaixo do marco radioativo (marco verde), referente ao intervalo pelágico cronoestratigráfico formado por folhelhos radioativos com intercalação de margas e subordinadamente calcilutitos. O marco verde caracteriza uma superfície de afogamento, e sela a ocorrência dos arenitos turbidíticos. Por isso, observa-se uma diminuição acentuada dos valores de raios gama e de densidade e aumento dos valores de neutrão, indicando o contato dos folhelhos e margas com os arenitos do reservatório.

A base do reservatório é delimitada pelo significativo aumento dos valores de densidade e a queda nos valores de raio gama, produzida pelo contraste entre os arenitos turbidíticos do reservatório e as rochas da plataforma carbonática albiana sob o reservatório, as quais são caracterizadas pela alta densidade e baixa argilosidade (Figura 5).

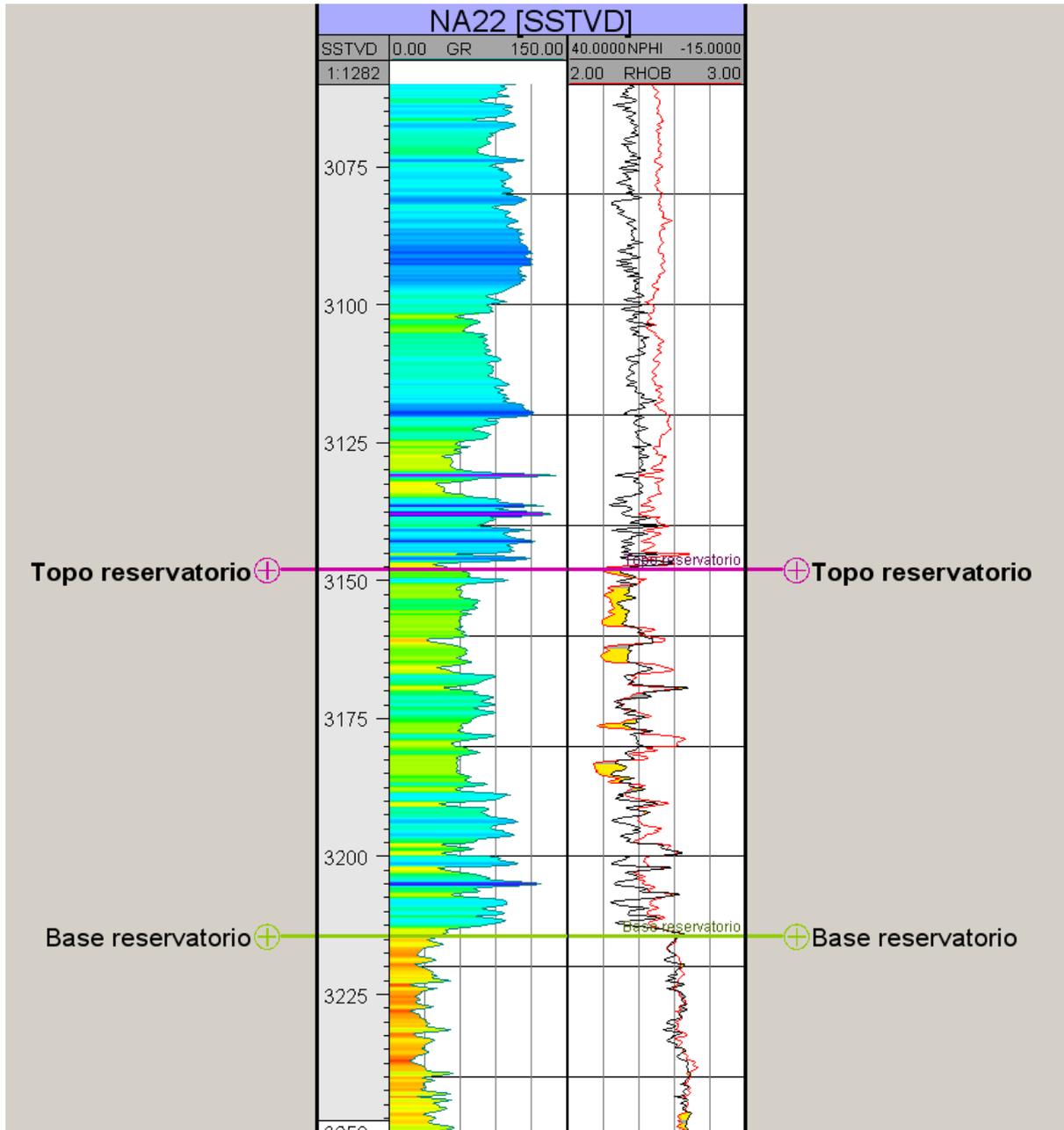


Figura 5 – Visualização dos perfis de raios gama (RG), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI) vs. Profundidade, com a delimitação do topo e da base do reservatório. Poço: NA22.

No final da etapa de identificação nos perfis do Reservatório Namorado, foi possível a criação de marcadores de topo e base do reservatório. Estes marcadores terão grande importância no controle de qualidade da identificação sísmica dos horizontes limitantes do reservatório.

4.4 Correlação de perfis

As correlações foram feitas a partir de conjuntos de poços, de maneira que cada conjunto formasse uma seção ao longo do cubo sísmico e dessem uma idéia da variação da espessura do reservatório ao longo de cada seção. As correlações foram feitas com base nos marcadores de topo e base definidos na etapa anterior de trabalho (Apêndice A).

4.5 Elaboração de sismogramas sintéticos

O sismograma sintético é um modelo do traço sísmico no local do poço. Ele é gerado pela integração do dado de poço (DT e RHOB log) com a *wavelet*. O traço sísmico sintético é uma combinação dos coeficientes de reflexão em diferentes limites de subsuperfície, que com a convolução com a *wavelet* gera uma série de reflexões.

As reflexões sísmicas demarcam o contraste de impedância acústica entre dois pacotes rochosos distintos. A impedância acústica (IA) é o resultado da multiplicação da velocidade (VP), dada por DT, pela densidade (RHOB), por isso são usados os logs DT e RHOB para a elaboração dos sismogramas sintéticos.

$$V_p \cdot RHOB = IA$$

No trabalho, diversas *wavelets* foram extraídas e testadas para a elaboração dos sismogramas sintéticos, como as de frequência 20, 25, 30, 35 e 40Hz, porém foi utilizada a *wavelet Ricker* com frequência de 25Hz, que mostrou-se útil para a demarcação de topo e base do reservatório.

Os dados utilizados para a consecução do trabalho, sísmica e as informações de poços, são obtidos em domínios diferentes. O dado sísmico é obtido em tempo (milissegundos) e os dados de poço em profundidade (metro). Assim, os sismogramas sintéticos auxiliaram nessa ponte, por meio deles foi possível converter o dado de poço para tempo, permitindo a

amarração entre os horizontes sísmicos e as informações de poço e, com isso, a associação de eventos nos perfis de poços com os eventos sísmicos (Figura 6).

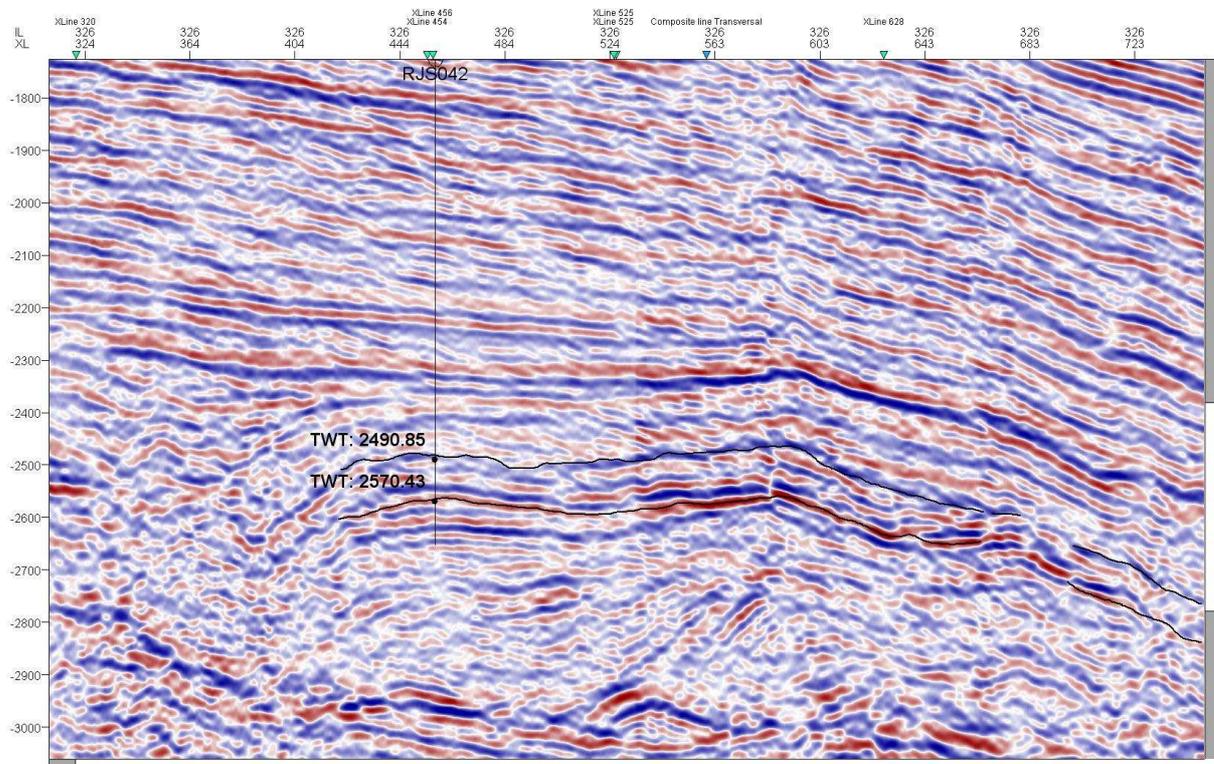


Figura 6 – Janela de interpretação com o poço RJS042 calibrado em tempo com seus marcadores do topo e base do reservatório em tempo, e as superfícies do reservatório, mostrando uma boa calibração do poço.

Com a criação do traço sísmico sintético do poço a partir dos logs (sônico e de densidade), estes puderam ser correlacionados com a seção sísmica próxima ao poço, pois transforma as propriedades de rocha observadas nos perfis de poços em traços sísmicos. Esta etapa do trabalho permitiu identificar a reflexão de eventos nas interfaces de diferentes litologias e avaliar como os contrastes litológicos são registrados na seção sísmica. A elaboração do traço sísmico sintético ajudou no mapeamento da assinatura do sinal de topo e a base do reservatório (Figura 7).

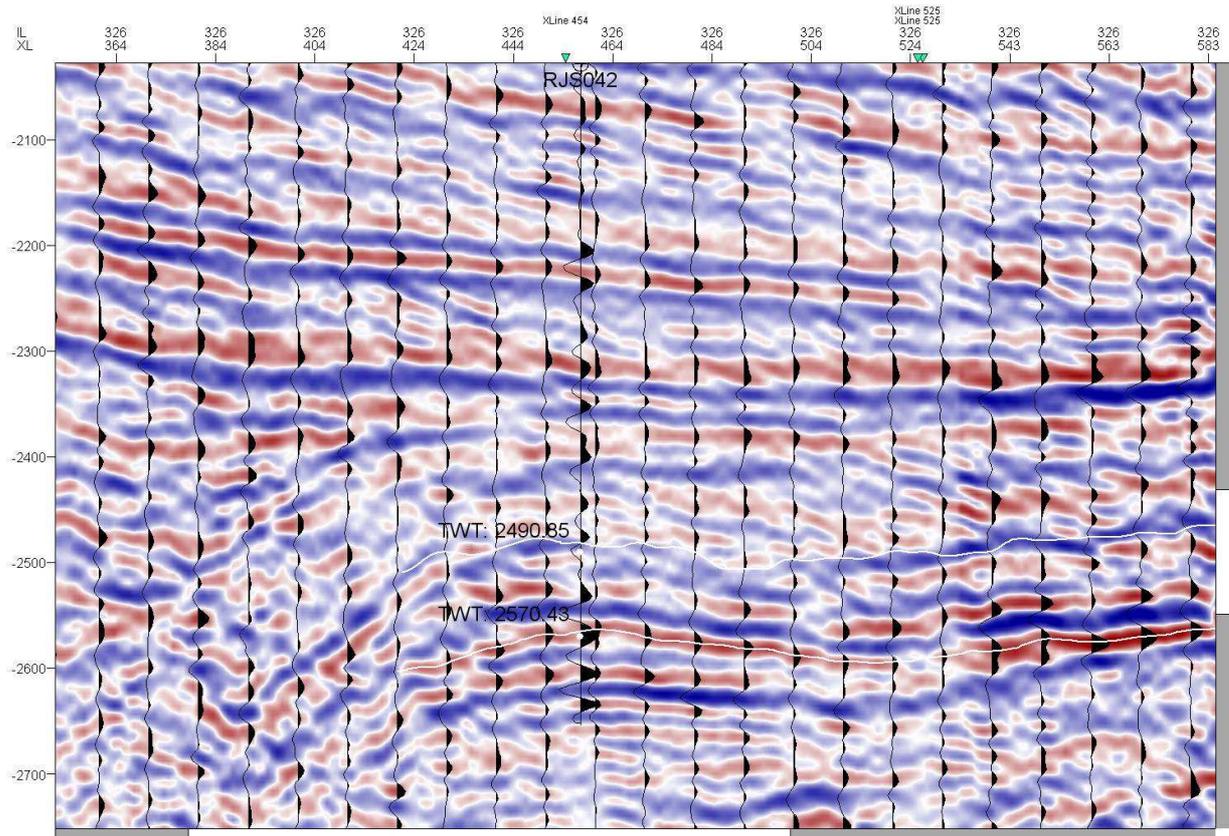


Figura 7 – Janela de interpretação sísmica mostrando a correlação entre o traço sísmico sintético produzido para o poço RJS042 e as *wiggles* da seção sísmica próxima ao poço. Em branco, os horizontes e os marcadores no poço, em tempo, de topo e base do reservatório.

4.6 Identificação sísmica dos horizontes de topo e base do reservatório e estruturas

A identificação dos horizontes no volume sísmico foi realizada de duas em duas linhas sísmicas, com o auxílio dos marcadores de topo e base identificados nos perfis. A visualização dos marcadores na sísmica foi possibilitada pela elaboração dos sismogramas sintéticos, que permitiram a conversão das informações de poço para o domínio tempo.

Primeiramente foi feita a interpretação ao longo de todas as “in-line” e posteriormente ao longo das “x-line”.

No presente estudo, utilizou-se o rastreamento da similaridade de amplitudes do horizonte alvo para identificação e mapeamento das principais unidades estratigráficas do reservatório

no volume sísmico 3D. Vale ressaltar que os dados sísmicos perdem sua boa resolução nas extremidades do volume.

O topo do reservatório é delimitado pelo marco radioativo com amplitude negativa, enquanto a base é caracterizada por reflexões descontínuas e pela amplitude positiva do traço sísmico.

Posteriormente à interpretação foram gerados os horizontes interpolados das amplitudes (em tempo) para o topo e base.

Durante a interpretação dos horizontes, linha por linha, observou-se no refletor mapeado a forma de uma Asa de Gaivota, indicativa de elemento arquitetural de canal/dique (Richards, 1996)(Figura 8). Seria esse, provavelmente, o canal do topo da seção carbonática onde se desenvolveu os pulsos turbidíticos que deram origem ao reservatório do campo.

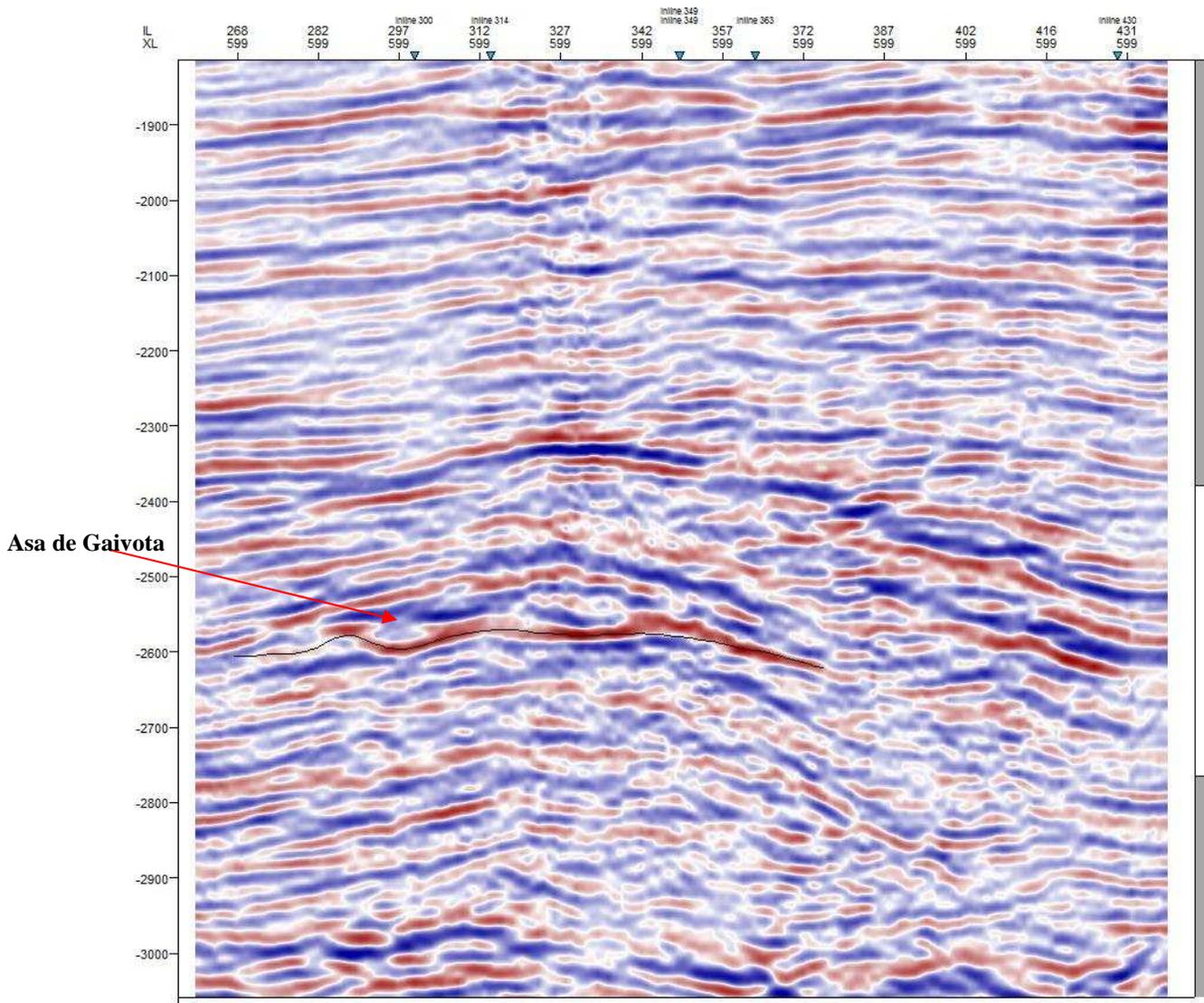


Figura 8 – Janela de interpretação onde pode ser observado o refletor da base do reservatório mapeado e o elemento arquitetural de canal/dique (Asa de Gaiivota).

Para uma melhor caracterização do modelo, fez-se uma interpretação estrutural.

As falhas foram digitalizadas em linhas que são automaticamente triangulados no Petrel® gerando uma superfície de falha. Assim, estas posteriormente serão inseridas no modelo.

Com a interpretação estrutural obteve-se um melhor entendimento para as discontinuidades dos horizontes e possibilitou uma melhor caracterização do modelo geocelular.

4.7 Delineamento dos corpos turbidíticos através de interpretação volumétrica (*geobodies*)

O isolamento dos geocorpos é de extrema importância para a identificação e caracterização de feições geológicas e compreensão do ambiente deposicional.

Para o isolamento das feições de interesse, no caso, os corpos turbidíticos (reservatório do campo), foi utilizada a técnicas de renderização e a função opacidade. Foram extraídos diversos atributos sísmicos, como por exemplo: máxima amplitude, isofrequência, envelope e frequência instantânea.

O atributo sísmico utilizado, que melhor permitiu a identificação dos corpos turbidíticos foi o RMS (*Root-Mean-Square Amplitude*). A potência transmitida por uma onda acústica ou eletromagnética ou por um sinal elétrico é proporcional à raiz quadrada da amplitude RMS. Assim, a RMS pode mapear indicações de hidrocarboneto no dado e outras características geológicas que são isoladas pelas respostas das amplitudes.

Assim, o *blending* do volume sísmico original (de amplitude) e do volume RMS gerado, e sua visualização em 3D utilizando a técnica de RGB (red,green,blue), permitiu a distinção dos corpos turbidíticos no volume (Figura 9).

As cores frias indicam baixa amplitude e cores quentes indicam alta amplitude.

A detecção dos corpos turbidíticos foi possível através das anomalias de amplitude gerada pelo espesso pacote de arenito turbidítico, corroborando com a idéia de que tais corpos encontram-se encaixados sobre um canal.

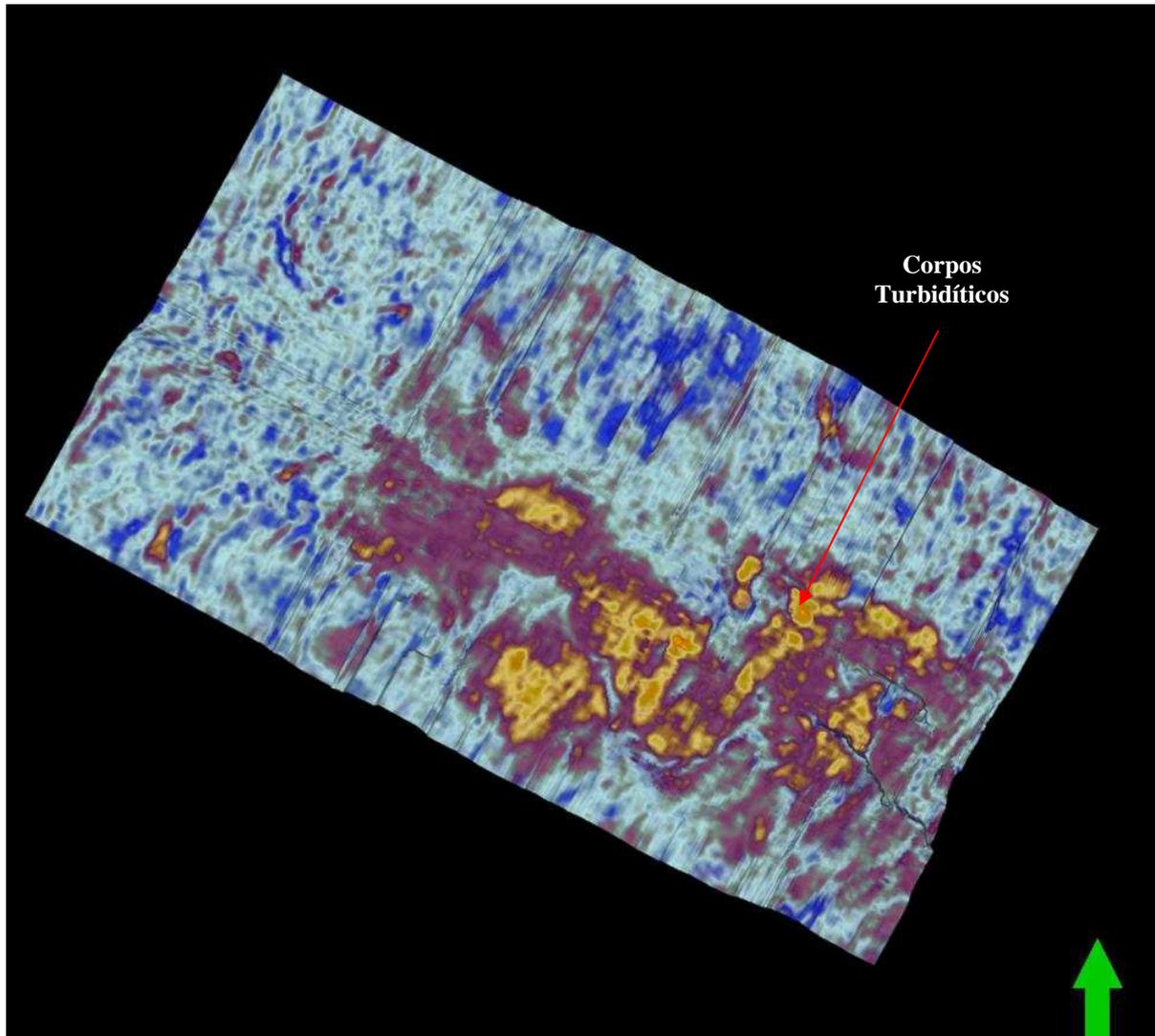


Figura 9 – Volume sísmico originado pelo *blending* do volume sísmico original e do volume RMS. Observar que para melhor visualização das anomalias provocadas pela presença dos corpos turbidíticos, o cubo sísmico foi cortado na base do reservatório.

Os corpos foram isolados do resto do volume usando-se um filtro nos valores de opacidade (Apêndice B). Com o uso do filtro, apenas os valores de amplitude característicos dos corpos turbidíticos são considerados, e essas amplitudes se tornam 100% opacas.

Para a extração da feição isolada do volume sísmico, as opacidades foram conectadas por voxels (Figura 10). Voxel é a abreviatura de “VOLume piXel ELeMent”. Um voxel é um cubo que representa uma amostra do dado sísmico. Para cada voxel é associado um atributo no qual é armazenado um valor, neste caso, amplitude.

Para o ensaio exibido (*probe*), ou seja, para o cubo sísmico filtrado com a dada função de opacidade, apenas os voxels com valores superiores ao valor limiar de opacidade serão incluídos no geocorpo.

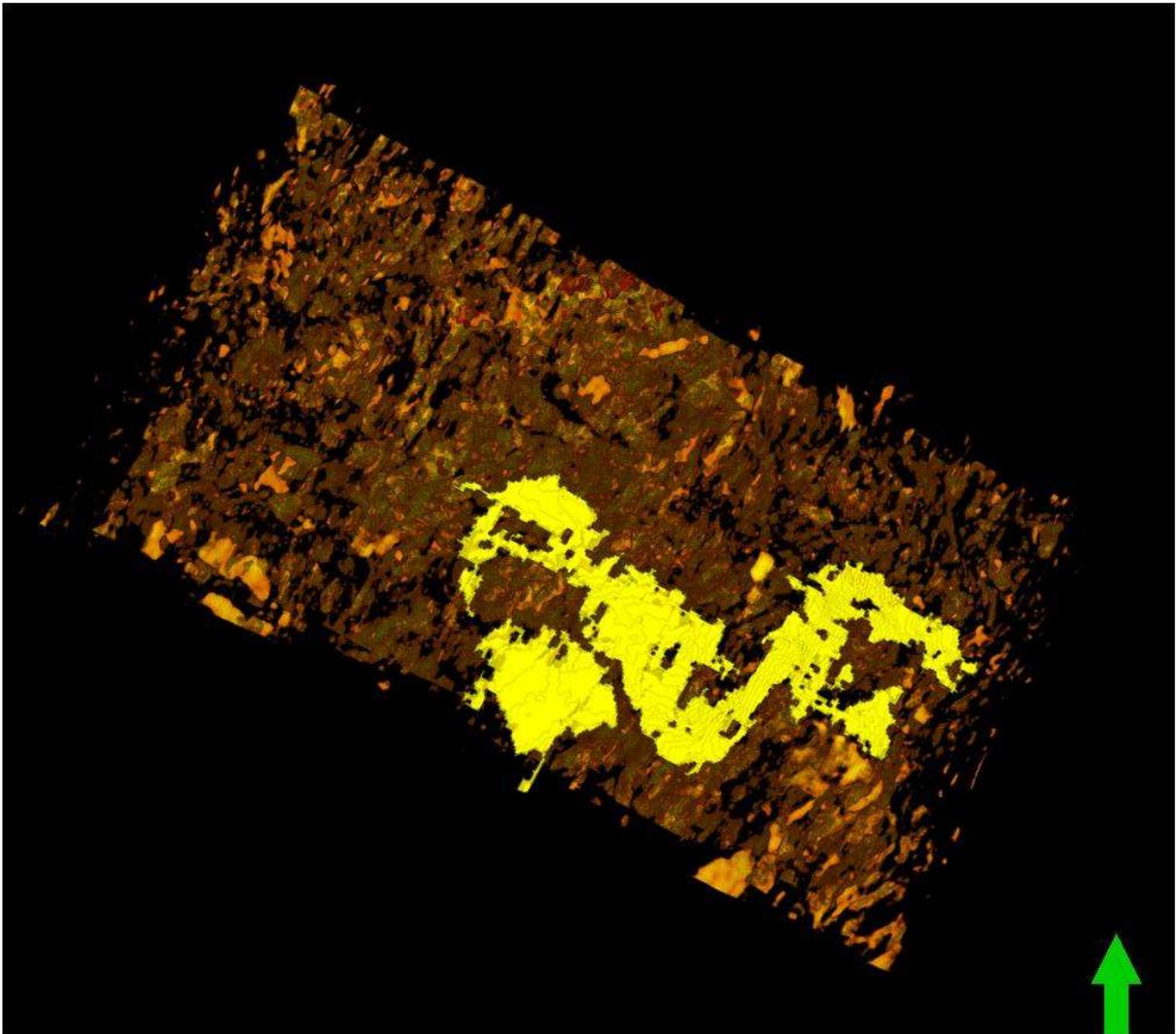


Figura 10 – Geocorpo em amarelo, representado por voxels, isolado do volume sísmico a partir dos valores de opacidade.

O conhecimento da geometria desses corpos é de extrema importância, do ponto de vista econômico, uma vez que estes constituem o reservatório de óleo do Campo de Namorado.

A visualização do geocorpo juntamente com a locação dos poços permitiu uma “prova real” para a identificação dos corpos turbidíticos, uma vez que estes são os reservatórios do campo (Figura 11).

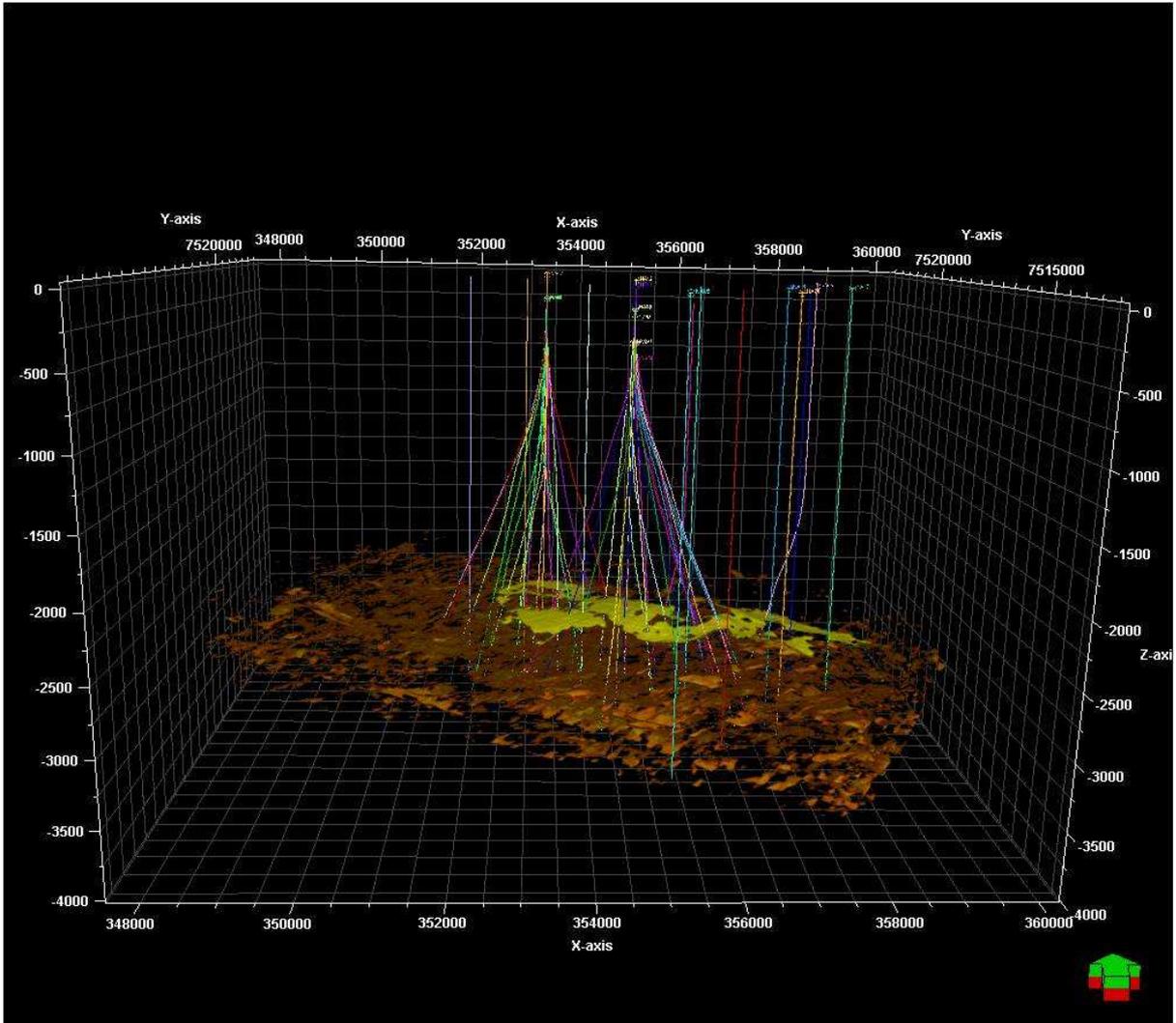


Figura 11 – Visualização do geocorpo turbidítico extraído do volume sísmico filtrado pela opacidade. Os poços servem de “prova real” para a identificação do geocorpo.

Os resultados evidenciam que a sequência turbidítica refere-se ao primeiro ciclo de abastecimento do canal, pois o geocorpo encontra-se encaixado em um paleocanal meandrante no topo da superfície carbonática albiana, superfície basal do reservatório, mapeado anteriormente através da interpretação sísmica, com a ajuda essencial do elemento arquitetural de canal/dique Asa de Gaivota. Na visualização 3D, na base do reservatório foi possível a identificação mais precisa da geometria desse canal turbidítico de direção NW-SE (Figura 12).

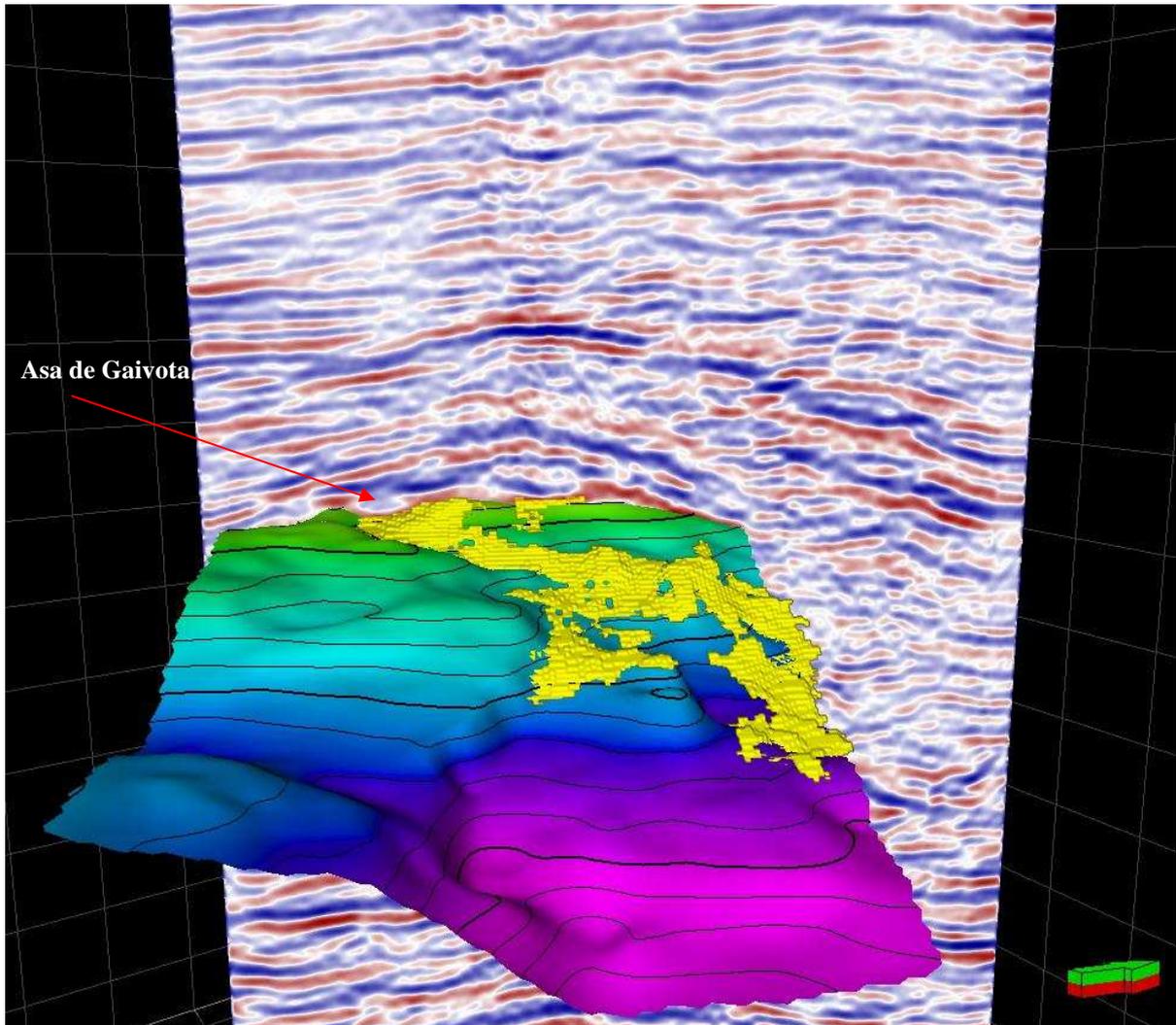


Figura 12 – Visualização da superfície de contorno estrutural, em tempo, da base do reservatório, que evidencia a geometria do canal sob o geocorpo.

Os resultados ratificam propostas anteriores, como a de Barboza (2005), o preenchimento ocorre essencialmente de NW para SE. Mas, na porção intermediária, parece estar ocorrendo uma contribuição no aporte sedimentar proveniente de SW (Figura 13). Esse aporte provém de um canal que passa pelo Campo de Cherne, o qual, provavelmente, apresenta as mesmas características mapeadas em Namorado. Dessa forma, essa sequência pode ser correlacionada com a sequência basal do campo de Cherne proposta por Winter (1992).

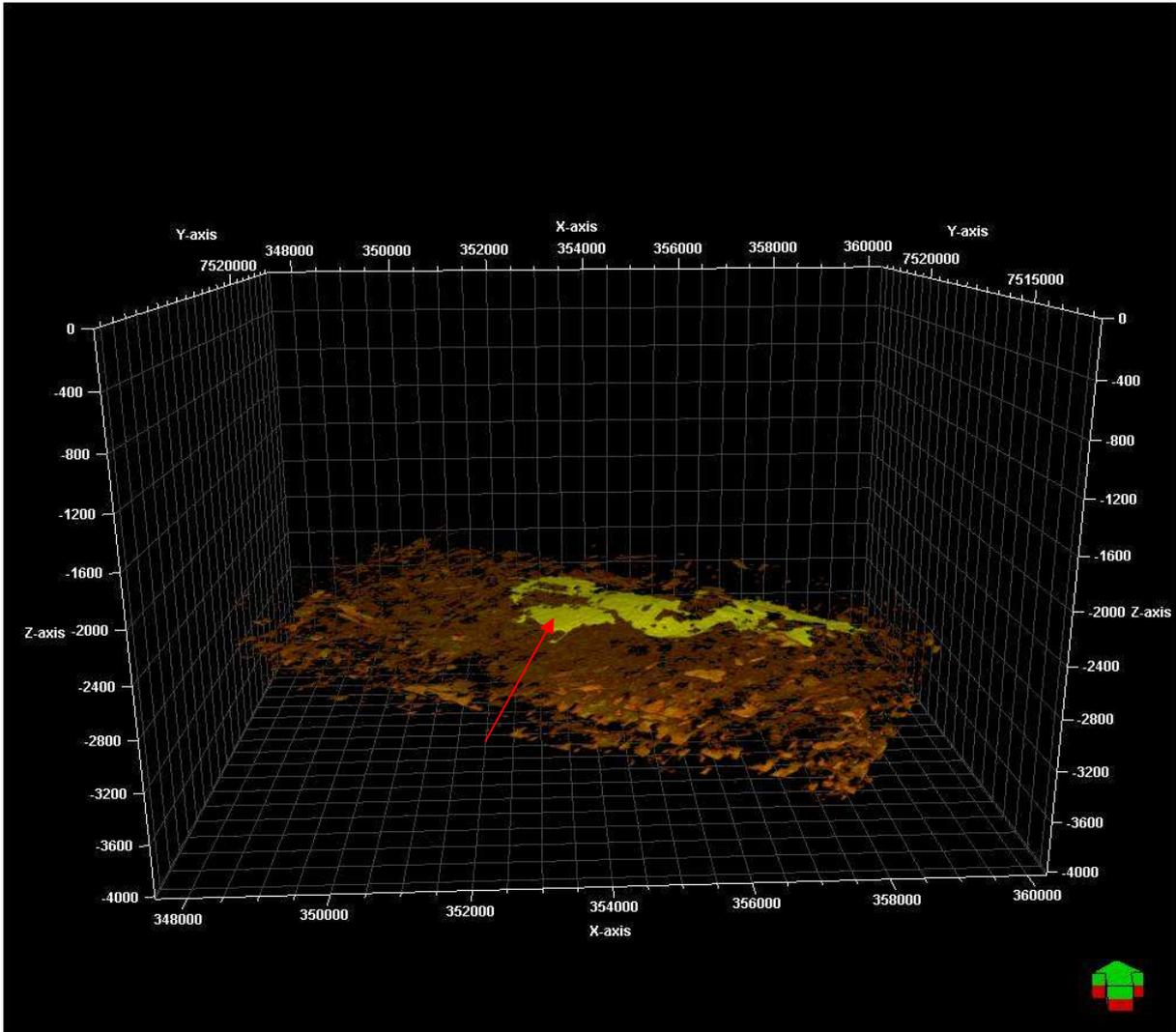


Figura 13 – Visualização 3D mostrando feição, evidenciada com a seta vermelha, que pode estar associada a um aporte sedimentar proveniente de SW.

4.8 Construção do modelo 3D do reservatório

Um modelo é definido a partir do *grid* (malha), da interpretação estrutural e dos horizontes limitantes da área.

O *grid* foi elaborado pelo processo de *pillar gridding* que dimensiona o tamanho da célula horizontalmente no modelo, em *xy*. As células tem 50m x 50m.

Adicionalmente, as falhas anteriormente interpretadas são modeladas. Na modelagem, a falha é definida por um conjunto de pilares, que representam seu estilo e mergulho. O *grid* é

reorganizado com base no modelo de falhas, onde haverá um pilar associado a cada esquina de cada célula do *grid*. Os pilares são linhas verticais que passam por cada interseção linha-coluna do *grid*, representando seus nós. O esqueleto do *grid* é definido por topo, meio e base que está associado, respectivamente, ao topo, meio e base de cada pilar (Figura 14). O *grid* não está relacionado a nenhum outro dado de entrada, senão as falhas.

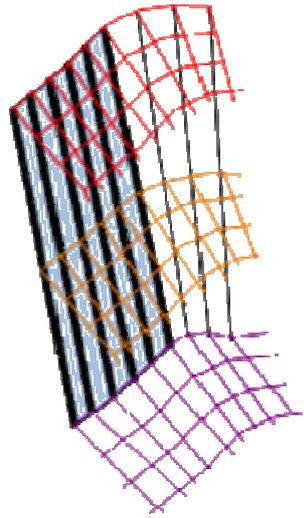


Figura 14 – Modelo representativo do processo de *pillar gridding*. Em azul, a falha modelada em conjunto de pilares, e em vermelho, laranja e roxo, o esqueleto do *grid* (topo, meio e base, respectivamente).

Para um *grid* perfeito, os pilares tem aproximadamente o mesmo tamanho para evitar a formação de picos no *grid* (*spikes*). Além disso, direções preferenciais foram atribuídas às falhas que exercem forte controle no *grid* (*I-direction*), além de *trends* (*J-direction*) à borda do *grid* (Figura 15). Ou seja, a forma das células adjacentes a uma falha com direção definida ou a um *trend* serão quase ortogonais evitando células triangulares ou uma não uniformidade do tamanho das células.

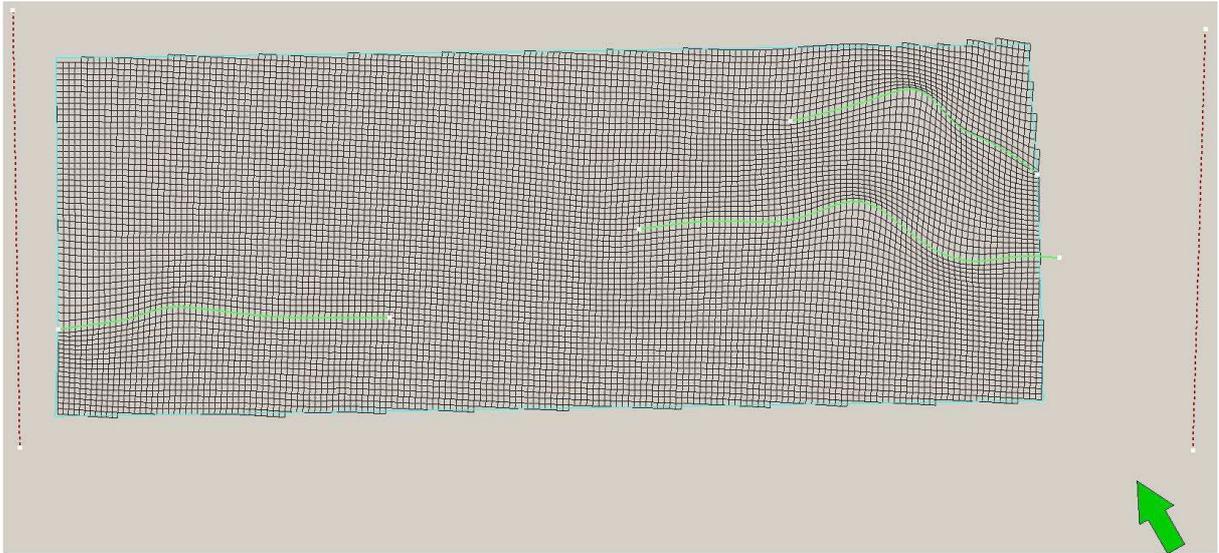


Figura 15 – Janela 2D, com a visualização da gridagem e das falhas, com direção preferencial (*I-direction*) em verde, e *trends* (*J-direction*) na fronteira da área em vermelho.

Adicionalmente à gridagem, os horizontes limitantes do reservatório, precisam ser incluídos no modelo. Para isso, as superfícies também identificadas anteriormente servirão de dado de entrada para sua conversão em horizonte dentro do modelo, que honrará o incremento do *grid* e também o modelo de falhas. Como os horizontes estratigráficos são inseridos no *grid*, as superfícies são interativamente aparadas e re-projetada perto das falhas. A posição dos horizontes projetados mostrará então os deslocamentos provocados pelos rejeitos das falhas.

A gridagem do modelo ainda precisa ser refinada verticalmente, pelo processo de *layering*. Este processo define verticalmente as dimensões das células do 3D *grid*, em *z*, que serão populadas na modelagem de propriedades. O *layering* foi construído de forma proporcional, com a divisão vertical de toda a zona do reservatório em células com espessura de 5m. Assim, um modelo geocelular 3D, constituído por 314.496 células, foi criado para a incorporação do geocorpo (Apêndice C).

Neste contexto, o geocorpo foi modelado pelo mapeamento dos voxels em células. Então, com a conversão para células, estas foram populadas com a propriedade “*Bodies*” (Apêndice D), simplesmente para a assimilação do geocorpo dentro do modelo geocelular.

Assim, propriedades geológicas puderam ser atribuídas dentro da extensão do geocorpo. Para isso, foi criado um *template* para associar valores à propriedade de fácies (discreta), sendo o valor de 0 atribuído a turbiditos e 1 para não turbiditos (não reservatório). (Apêndice E).

Um *template* é uma legenda criada para que o programa assimile números à fácies.

Com o método de modelagem geométrica, criou-se uma propriedade (*Facies*) dentro do geocorpo. Com o auxílio do filtro, para as células do geocorpo que interceptaram as células do modelo foram atribuídos valores de arenito.

Esta propriedade de fácies foi inserida no programa a partir da elaboração de uma expressão com o auxílio da ferramenta de calculadora, $Facies = 0$. Assim, todo o geocorpo foi populado com a propriedade *Facies*, representando os corpos turbidíticos (reservatório) da área estudada. (Apêndice F).

Adicionalmente, para a diferenciação entre zona reservatório e não reservatório no modelo (Figura 16), elaborou-se uma nova propriedade (*Facies 2*) agora para todo o modelo (Apêndice G), com a ajuda novamente da ferramenta de calculadora, porém sem o filtro aplicado. A expressão $Facies2 = If(Facies=0,0,1)$ foi inserida. Esta expressão permite que o programa identifique que se para as células do modelo, *Facies* igual a zero, então as células serão populadas com valores de zero, ou seja, como Turbidito, se não, serão populadas com valores de 1, ou seja, serão ditas como Não Reservatório.

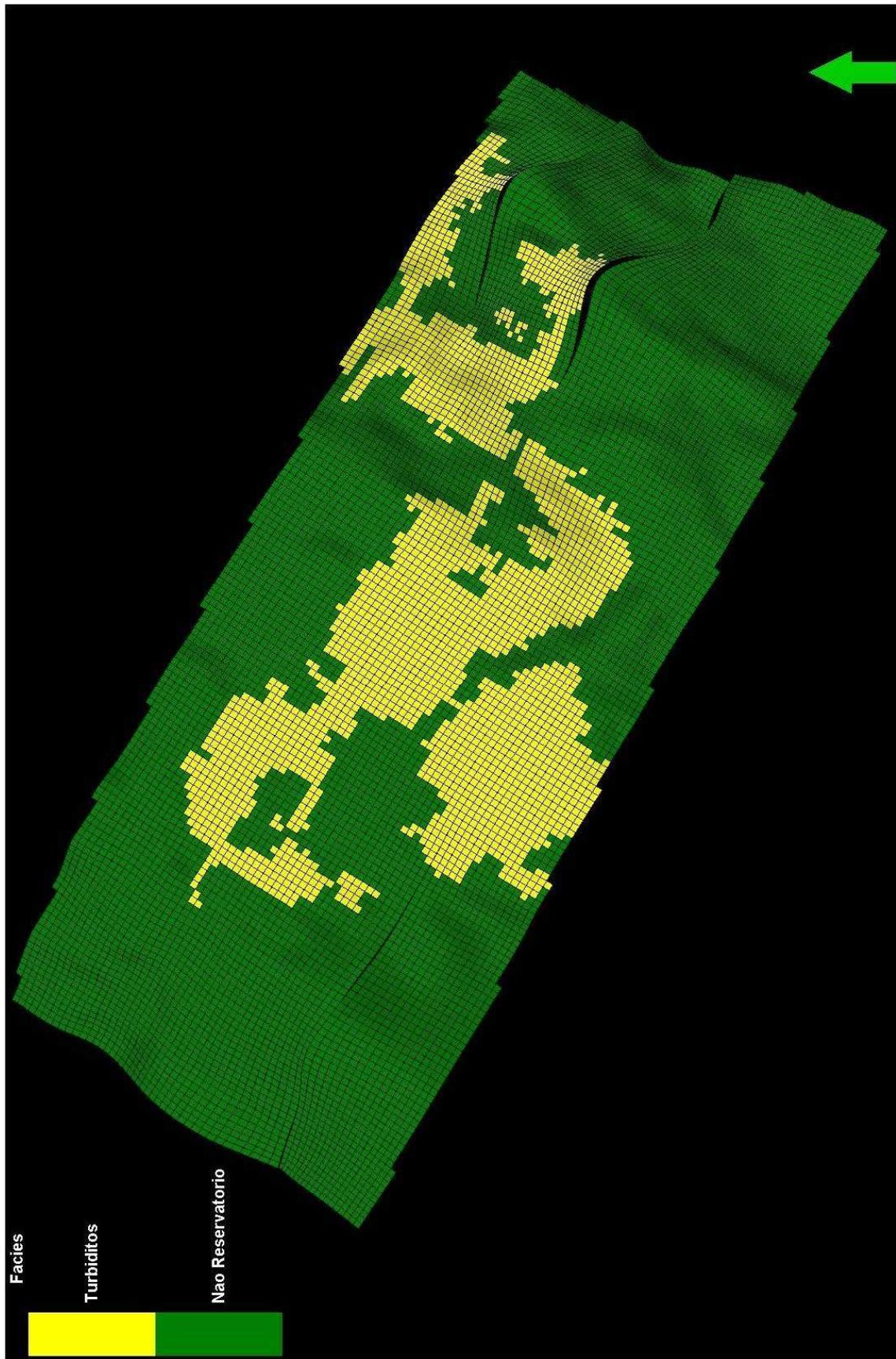


Figura 16 – Modelo geocelular populado com propriedades de fácies, evidenciando as áreas reservatório e não reservatório do campo.

5 CONCLUSÕES

O estudo permitiu a identificação de feições turbidíticas tridimensionais no volume sísmico 3D (geocorpos) do Campo de Namorado. Tais feições, quando isoladas do cubo sísmico, permitiram o reconhecimento da sequência deposicional relacionada a primeira fase de abastecimento do canal turbidítico.

A visualização do paleocanal meandrante sobre a superfície carbonática (base do reservatório) corroborou com idéias anteriores - o sistema turbidítico indica um forte controle deposicional associado a uma geometria de depósito de canal confinado.

De acordo com Barboza (2005) baseado nas propostas de Faria *et al.* (2001) a sequência estudada está associada a um sistema turbidítico do Albiano superior. O rebaixamento do nível do mar aliado a fluxos hiperpicnais provenientes de inundações catastróficas pode ter tido um papel preponderante na geração de correntes de turbidez autosustentáveis, provocando instabilidades nas porções mais proximais da bacia e na captação destes depósitos através do desenvolvimento de calhas profundas. As fácies deste intervalo são compostas por conglomerados, arenitos maciços, interlaminados arenosos e interlaminados argilosos, em alguns casos apresentando sequências completas de gradação normal (diminuição do tamanho de grão para o topo). Este empilhamento de fácies sugere uma geometria deposicional canalizada, formando depósitos turbidíticos confinados, onde os conglomerados e arenitos maciços representam o preenchimento dos canais.

Além disso, a incorporação dos corpos turbidíticos, no modelo geocelular e a atribuição de propriedades às células, permitiu a caracterização do geocorpo (arenitos turbidíticos) e uma visão geral da distribuição das áreas reservatório e não reservatório do campo.

Assim, com o desenvolvimento do trabalho, obteve-se uma melhor compreensão dos sistemas deposicionais de águas profundas, dos processos formadores dos arenitos turbidíticos do Campo de Namorado e da geometria desses corpos turbidíticos.

Referências bibliográficas

- ASMUS, H.E. Controle Estrutural da Deposição Mesozóicas nas Bacias da Margem Continental Brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 5, n. 3, p.160-175, 1975.
- BACOCOLI, G.; MORALES, R.G.; CAMPOS, O.A.J.. The Namorado Oil Field: A Major Discovery in the Campos Basin, Brazil.: In *Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1968-1978*. American Association of Petroleum Geologist: AAPG Memoir, Tulsa, n. 30, p.329-338, 1980.
- BARBOZA, E.G.. Análise Estratigráfica do Campo de Namorado, Bacia de Campos, com Base na Interpretação Sísmica Tridimensional. Programa de Pós Graduação em Geociências: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, p.230fl., 2005.
- BRUHN, C.H.L.; GOMES, J. A. T., DEL LUCCHESI JR, C.; JOHANN, P.R.S. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges, OTC 15220, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2003.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W.U.. Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, 1998.
- CONSTANZO, C. P.; VIDAL, A. C.; REMACRE, A. Z.; SANCEVERO, S. S. Aplicação da Modelagem Sísmica 1D para a Caracterização do Campo de Namorado. 4o. Congresso Brasileiro de P&d em Petróleo e Gás: Anais, Campinas, 6p, 1998.
- FARIA, R.T; SANTOS, M.S; PARAIZO, P.L.B.. Estudo Completo de Caracterização e Simulação de Fluxo para o Campo de Namorado: Relatório Final do Projeto 60.02.24. Petrobras/ CENPES/ PDEP/ TR, Rio de Janeiro, 81p, 2001.
- GUARDADO, L.R; GAMBOA, L.A; LUCCHESI, P.. Petroleum Geology of the CamposBasin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin.: in Edwards, J.D and Santogrossi, P.A. *Divergente Passive Margin Basins*: Tulsa, American Association of Petroleum Geologist, v. 48, p.3-79, 1990.
- JOHANN, P.R.S., Geofísica de Reservatórios. *Semana de Geofísica da UFRJ: III*, Rio de Janeiro, 2002.
- KLEMME, H.D. Petroleum Basins-classification and Characteristics. *Journal of Petroleum Geology*, v. 3, p.187-207, 1980.
- LIMA, F.M. Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Programa de Pós Graduação em Geologia Regional: Universidade Estadual Paulista, Dissertação de Mestrado, 76p., 2004.
- MENEZES, S.X. Geometria de Reservatórios do Campo de Namorado. 2º. Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios. Anais: Relatório Interno, Rio de Janeiro, p.132-143, 1986.

MENEZES, S.X. Modelo Hidrológico do Campo de Namorado. Petrobras/ DEPEX/ DIRSUL: Relatório Interno, Rio de Janeiro, 1990.

Menezes, S. X.; Adams, T. 1988. Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado. 2º Seminário Técnico de Operações Geológicas. Anais: Petrobras, Relatório Interno, Salvador – BA, v.2, p. 359-366, 1988.

OJEDA, H.A.O. Structural Framework, Stratigraphy, and Evolution of Brazilian Marginal Basins. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Campinas, v. 66, p.732-749, 1982.

PESSOA, J.; MARTINS, C. C.; HEINERICE, J.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B.; TRINDADE L. A. & FRANCISCO, C. Petroleum System and Seismic Expression in the Campos Basin. In International Congress of The Brazilian Geophysical Society: 6 Th. Anais, Rio de Janeiro, p.1-4, 1999.

PONTE, F.C; ASMUS, H.E. Geological Framework of the Brazilian Continental Margin. Geologische Rundschau, v.67, p.201-235, 1978.

RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L., Seção Geológica da Bacia de Campos. Geologische Rundschau, Rio de Janeiro, Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/bacias/campos/index.htm>>, 1996.

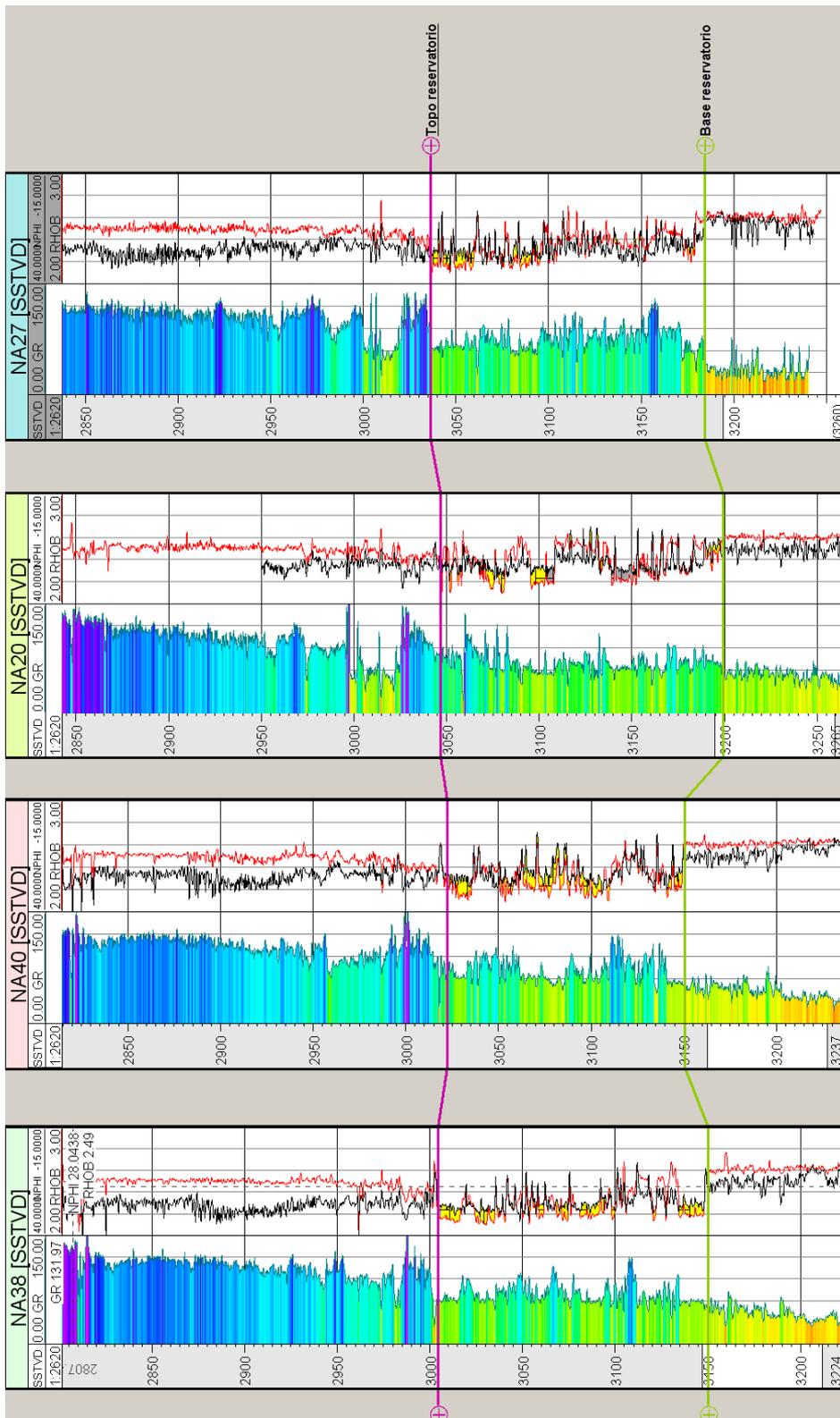
RICHARDS, M.T.; MARTINS, F.A.L, Deep-Marine Clastic Systems. In Emery, D & Myers, K.j. (ed): Sequence Stratigraphy, London, 218 p, 1996.

SOUZA JUNIOR O.L., Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Réservoirs du un Cône Sous Marin Profond (Champ de Namorado, Brésil). Integration Des Données Géologiques Et Géophysiques: These de Doctorat, Université Paris, Paris, 218fl, 1997.

WINTER, W.R. Sequências de Alta Frequências e Anoxia no Neo-albiano do Campo de Cherne - Bacia de Campos/ Brasil: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Geociências: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 148p, 1992.

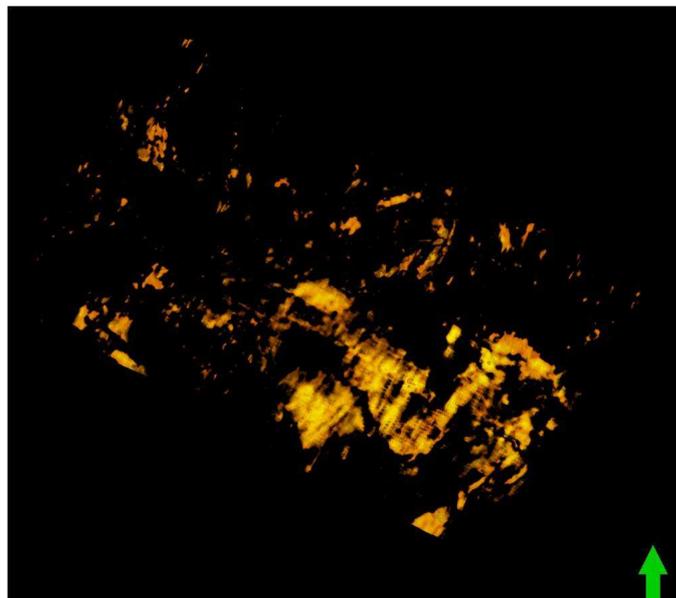
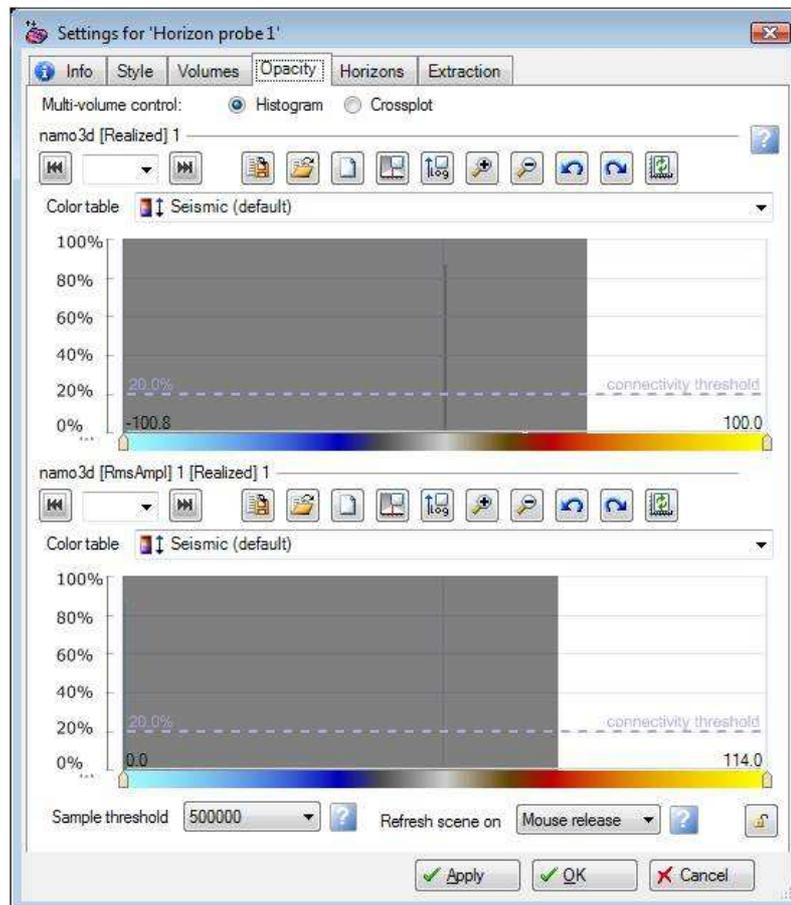
WINTER, W.R; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. Boletim de Geociências: Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p.511-529, 2007.

Apêndice A



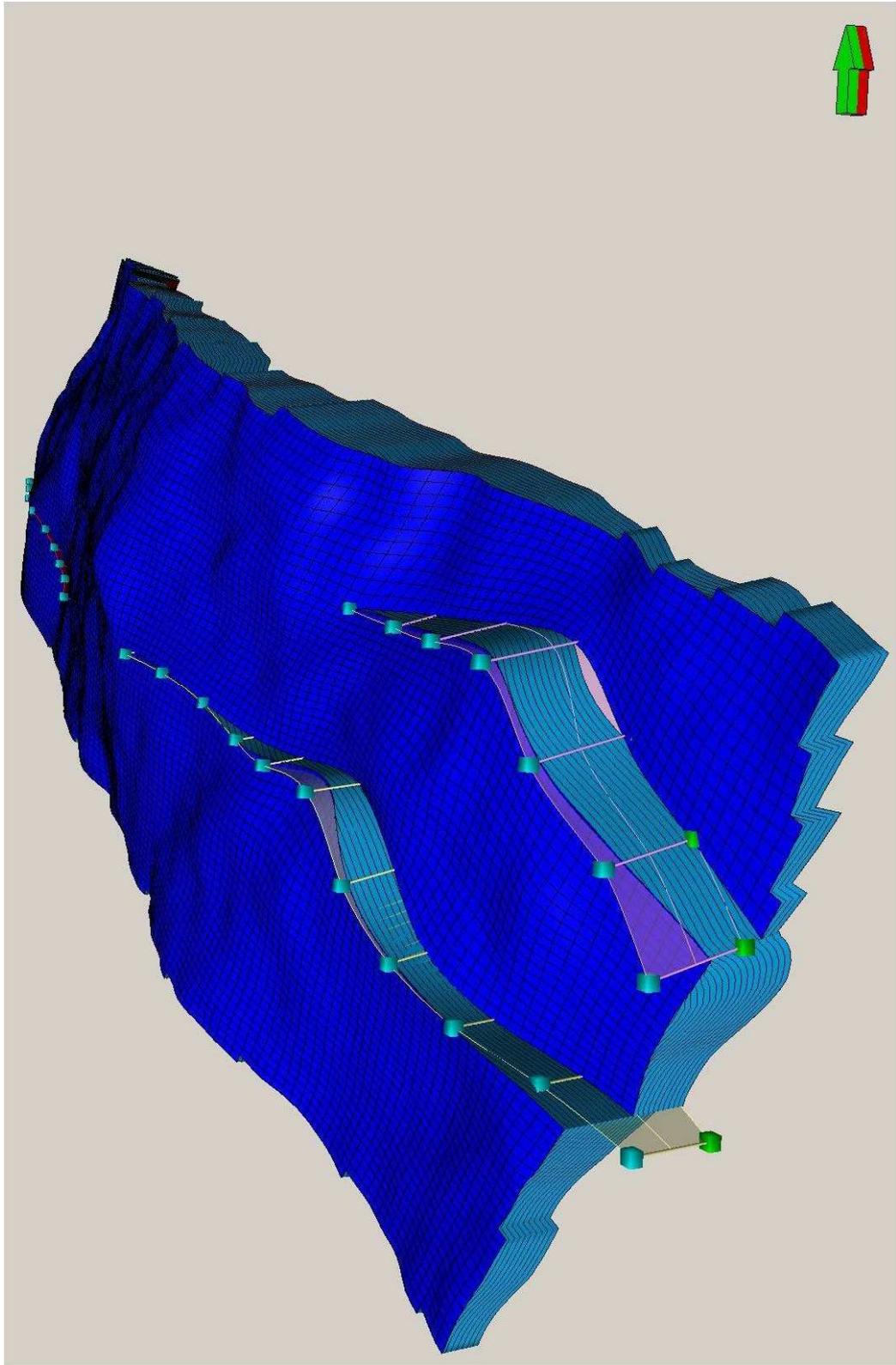
Apêndice A– Correlação dos perfis de raios gama (RG), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI) vs. Profundidade, com os marcadores do topo e da base do reservatório nos poços. Poços: NA03D, NA30 e NA47. A seção foi elaborada ao longo da direção SE-NW do campo.

Apêndice B



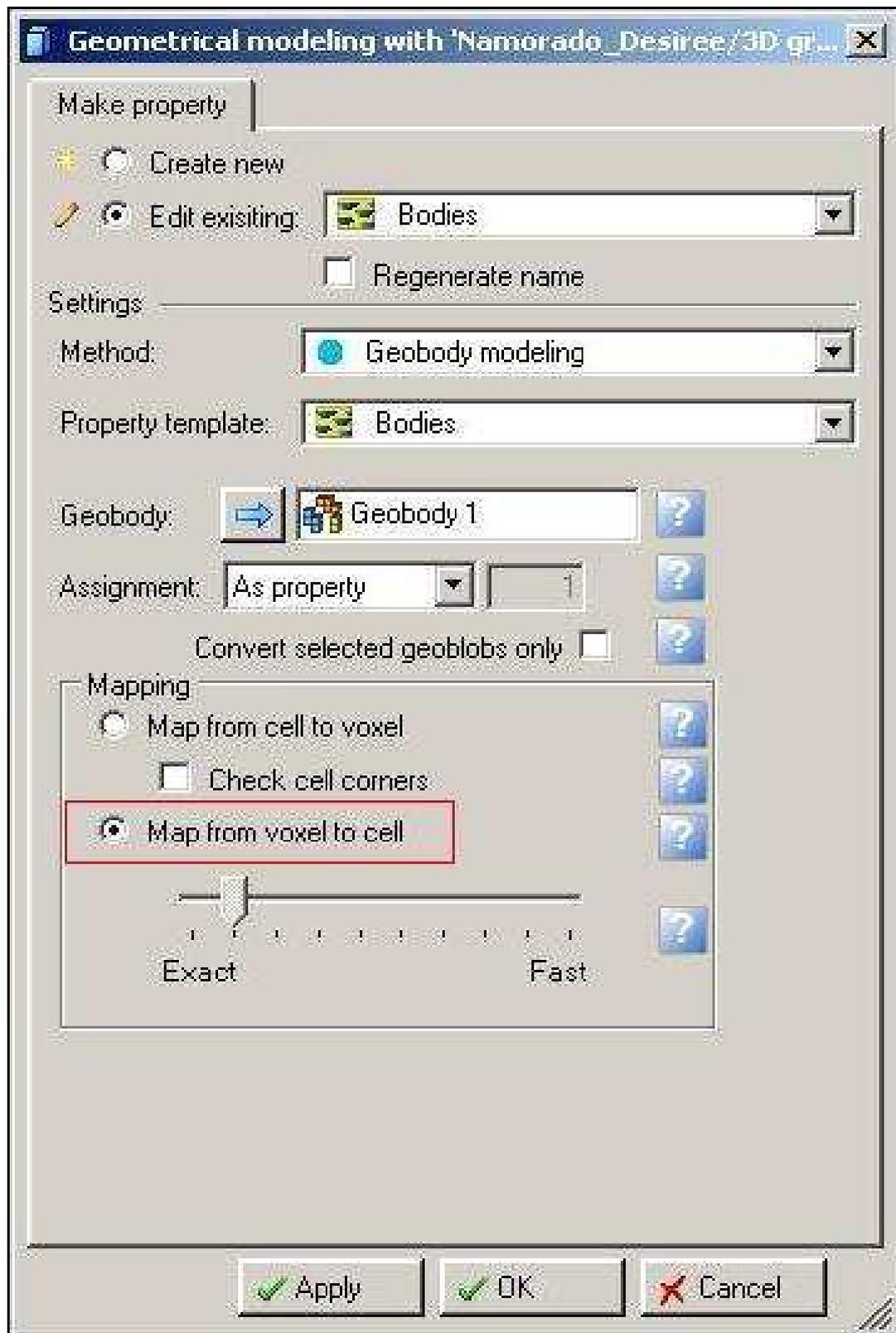
Apêndice B - Visualização da janela de opacidade, mostrando os filtros utilizados para o isolamento das feições geológicas de interesse e da janela 3D mostrando o cubo sísmico filtrado.

Apêndice C

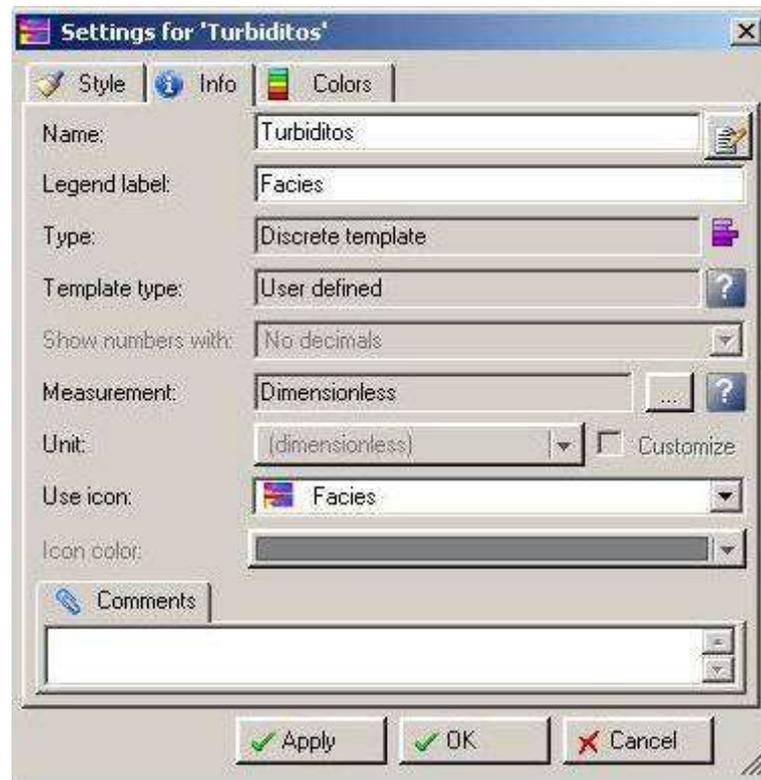


Apêndice C – Visualização do modelo geocelular 3D. Pode-se observar os pilares da modelagem de falhas, os horizontes com os rejeitos das falhas, o *grid* e o *layering*.

Apêndice D

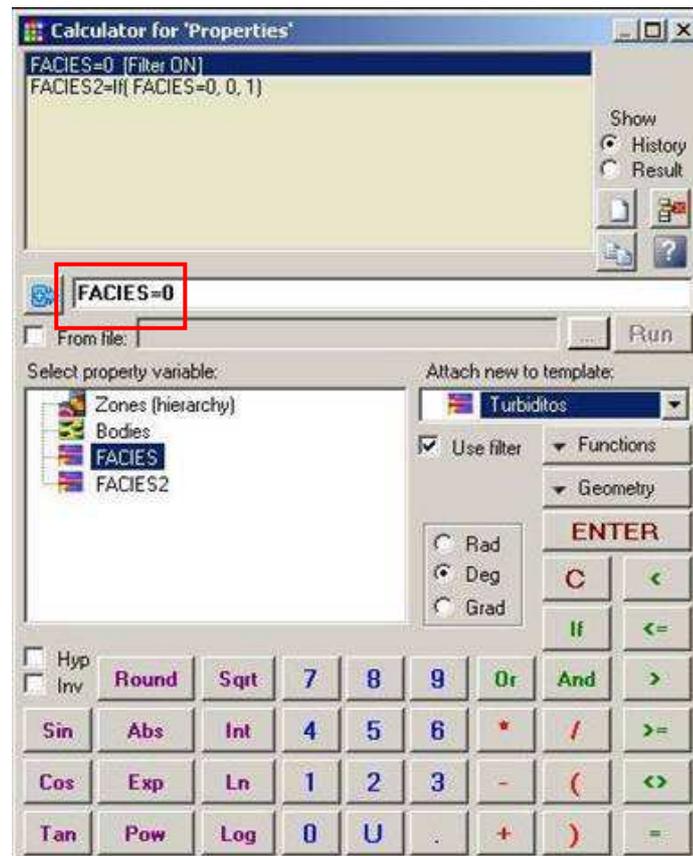
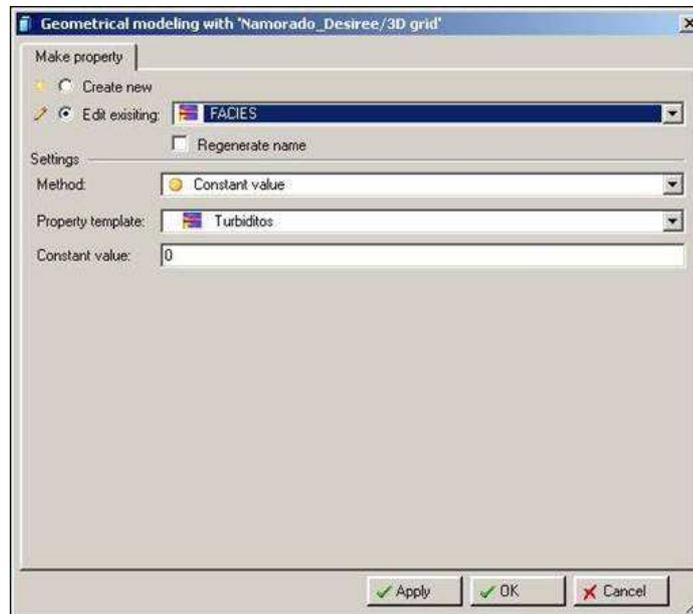
Apêndice D – Janela de criação da propriedade *Bodies*.

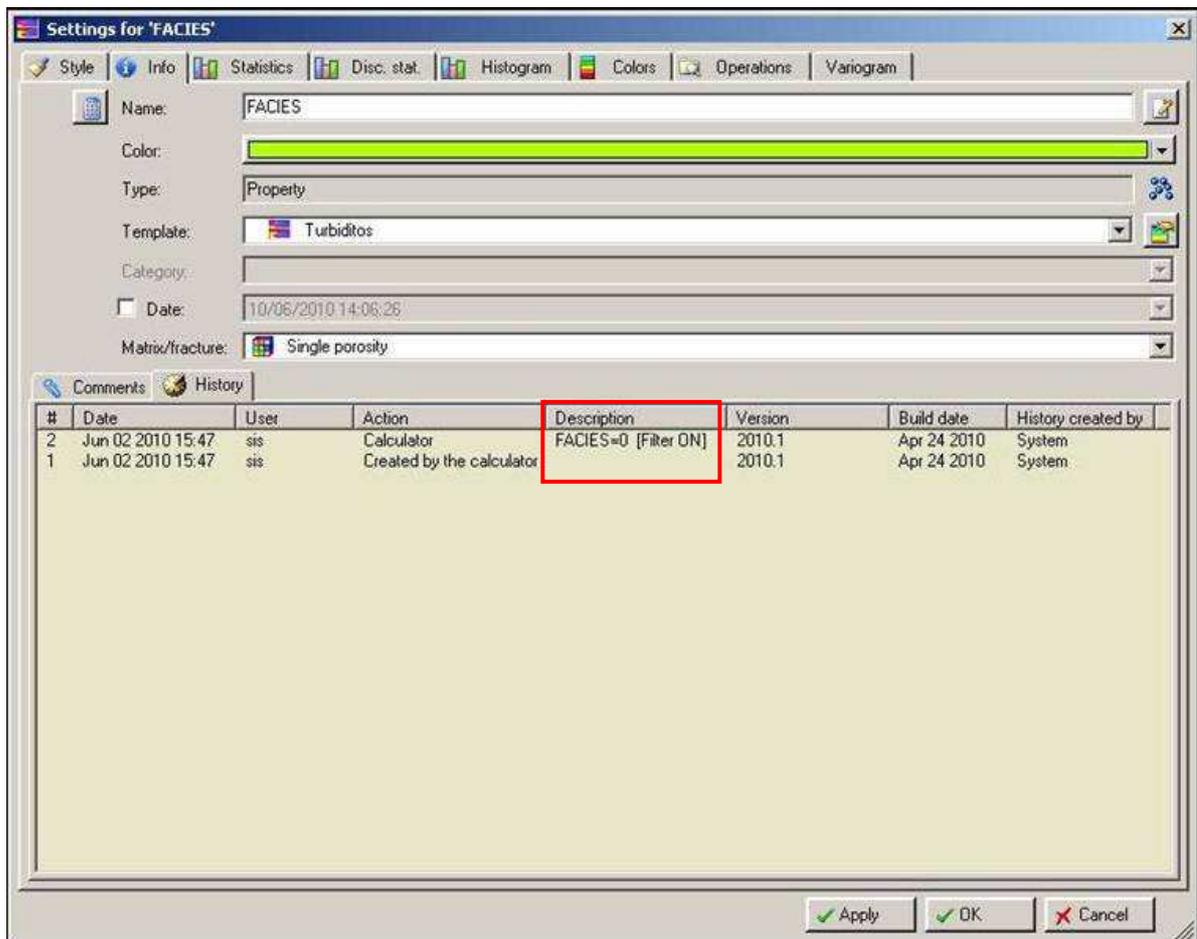
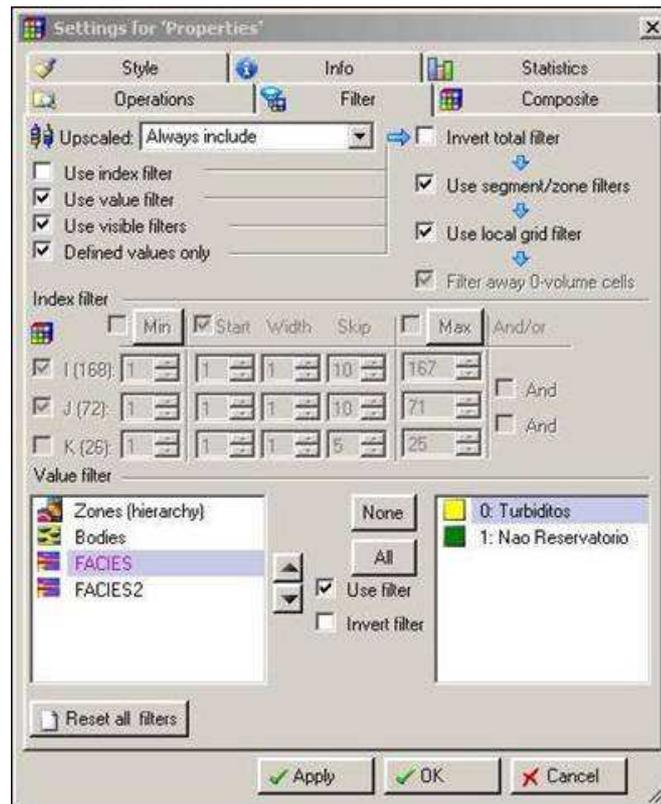
Apêndice E



Apêndice E – Janelas de criação do *template* de fácies.

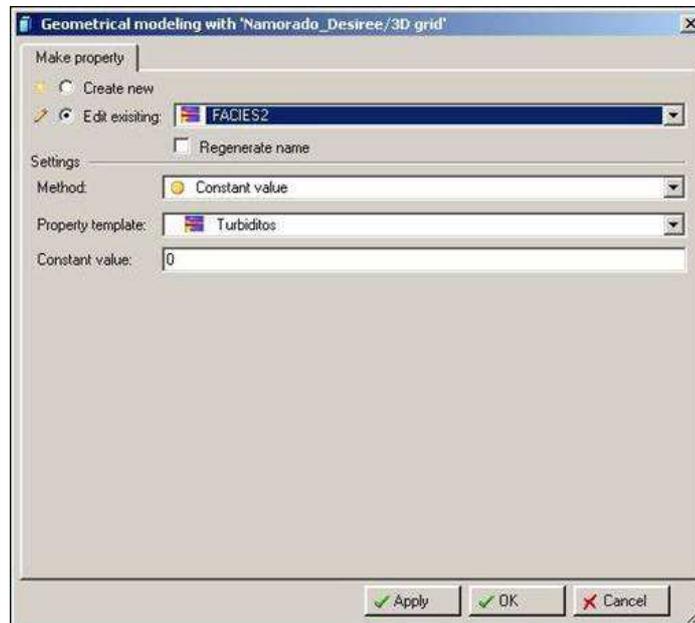
Apêndice F

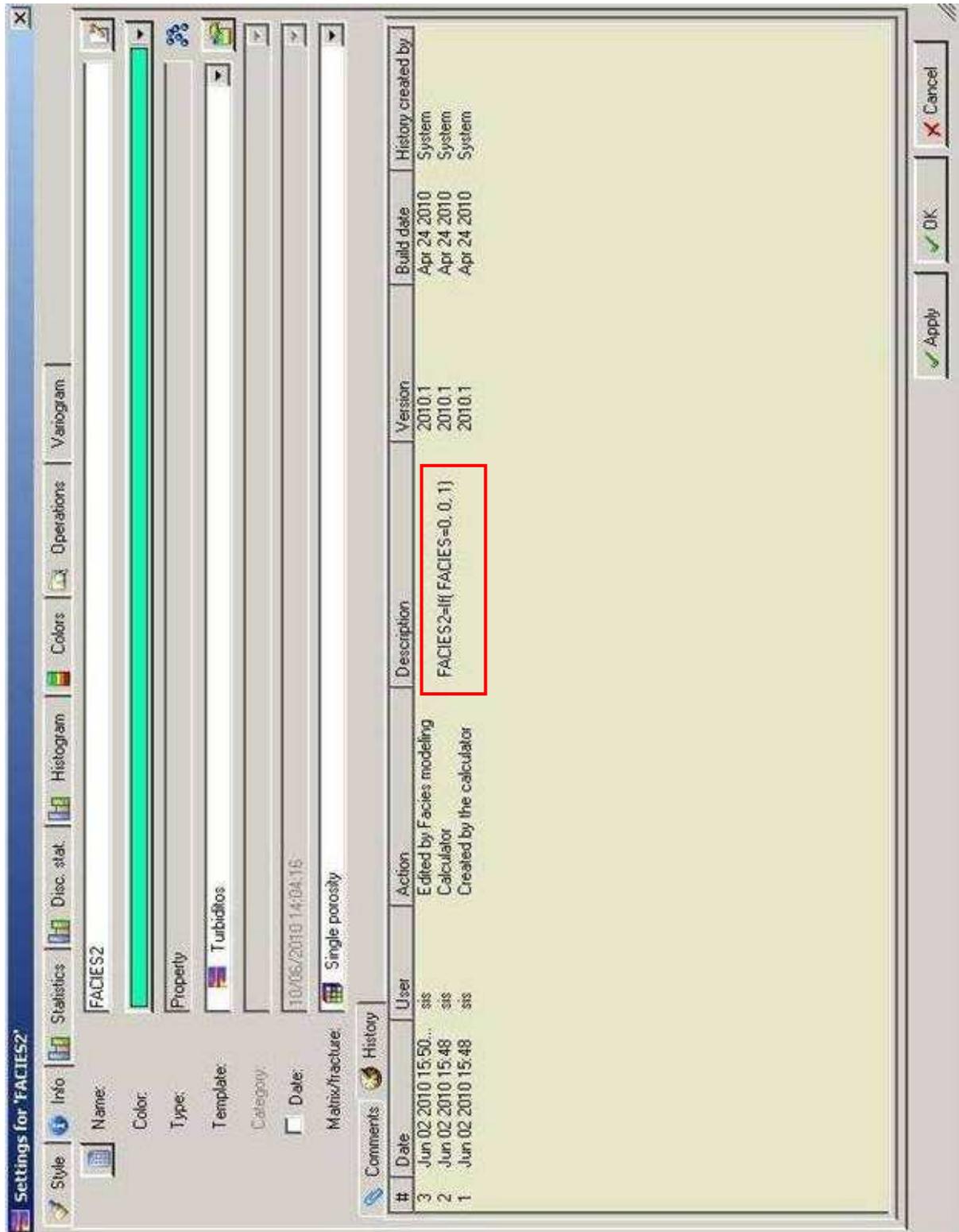




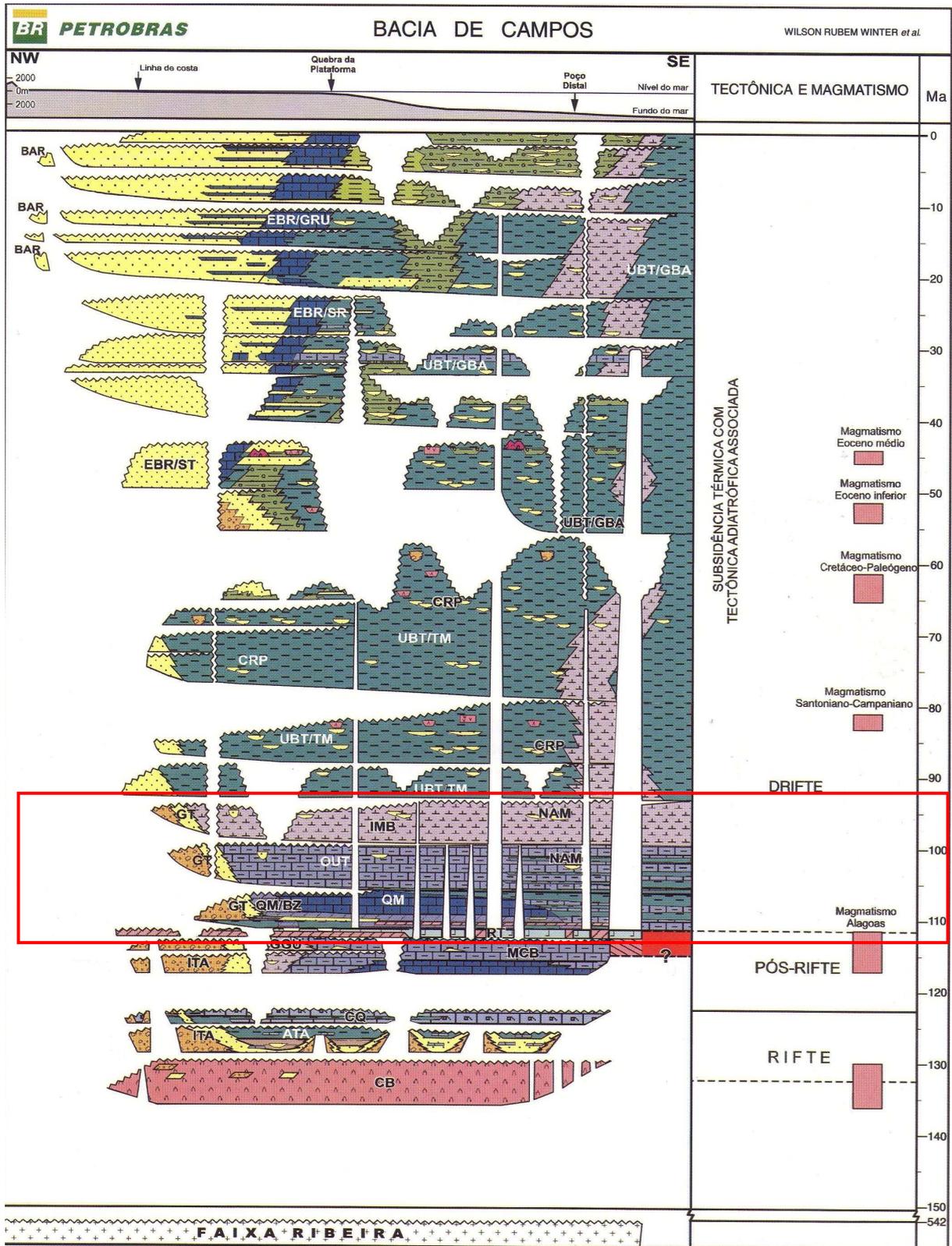
Apêndice F – Janelas de criação da propriedade *Fácies*.

Apêndice G





Apêndice G – Janelas de criação da propriedade *Facies2*.



Anexo A – Diagrama estratigráfico da bacia de Campos. (Fonte: Winter *et al.*, 2007). Em destaque o intervalo estratigráfico estudado.