

---

GEOLOGIA

---

MODELO PETROFÍSICO 3D DO "ARENITO NAMORADO" NO  
CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS, RJ

MILENA CRISTINA ROSA



Rio Claro-SP

2011



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Câmpus de Rio Claro



## MODELO PETROFÍSICO 3D DO "ARENITO NAMORADO" NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS, RJ

MILENA CRISTINA ROSA

Orientador: Prof<sup>o</sup> Dr<sup>o</sup> Dimas Dias-Brito

Co-orientador: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Maria Gabriela Castillo Vincentelli

*“Monografia apresentada à Comissão do Trabalho de Conclusão do Curso de (nome do curso) do (Instituto de origem) – UNESP, campus de Rio Claro, como parte das exigências para o cumprimento da disciplina “Trabalho de Conclusão de Curso no ano letivo de 2011”*

Rio Claro – SP  
2011



Ministério  
da Ciência e  
Tecnologia



**UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**  
Instituto de Geociências e Ciências Exatas  
**Campus de Rio Claro (SP)**

**MODELO PETROFÍSICO 3D DO “ARENITO  
NAMORADO” NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE  
CAMPOS, RJ.**

MILENA CRISTINA ROSA

Orientador: Prof<sup>o</sup> Dr<sup>o</sup> Dimas Dias-Brito

Coorientador: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Maria Gabriela Castillo Vincentelli

*Monografia apresentada à Comissão do Trabalho de  
Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de  
Geociências e Ciências Exatas – UNESP, campus de  
Rio Claro, como parte das exigências para o  
cumprimento da disciplina “Trabalho de Conclusão  
de Curso no ano letivo de 2011”*

Rio Claro – SP  
2011

MILENA CRISTINA ROSA

**MODELO PETROFÍSICO 3D DO “ARENITO NAMORADO” NO CAMPO DE  
NAMORADO – BACIA DE CAMPOS, RJ.**

*Monografia apresentada à Comissão do Trabalho de  
Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências e  
Ciências Exatas – UNESP, campus de Rio Claro, como parte  
das exigências para o cumprimento da disciplina “Trabalho de  
Conclusão de Curso no ano letivo de 2011”.*

COMISSÃO EXAMINADORA

---

PROFª DRª Mª GABRIELA CASTILLO VINCENTELLI – UNESPETRO

---

PROFº DRº JOEL CARNEIRO CASTRO - UNESP

---

DRº SÉRGIO A. CACERES CONTRERAS - UNESPETRO

Rio Claro, SP 18 de novembro de 2011

551.303 Rosa, Milena Cristina  
R788m      Modelo petrofísico 3D do "Arenito Namorado" no Campo  
de Namorado: Bacia de Campos, RJ / Milena Cristina Rosa. -  
Rio Claro : [s.n.], 2011  
103 f. : il., figs., tabs.

Trabalho de conclusão de curso (bacharelado - Geologia) -  
Universidade Estadual Paulista. Instituto de Geociências e  
Ciências Exatas

Orientador: Dimas Dias Brito

Co-Orientador: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Sedimentação. 2. Mapeamento. 3. Reservatório  
petrolífero. 4. Petrofísica. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP  
Campus de Rio Claro/SP

Dedico este trabalho aos meus pais,  
**Mauro e Maria Isabel**

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus que me deu toda força, tanto espiritual como física para conseguir trilhar esses anos de graduação e chegar até aqui.

Aos meus pais, que não mediram esforços para me ajudar, tanto financeiramente como emocionalmente, me sustentando e sempre me apoiando durante toda a minha vida e sendo sempre o meu maior porto seguro. Obrigada pai e mãe pela grande oportunidade e confiança que vocês me deram e ainda dão e espero poder sempre corresponder a suas maiores expectativas.

Aos meus irmãos, Mauro, Márcia e Murilo que são parte essencial da minha vida e sempre estiveram presentes durante essa jornada, disponíveis e me apoiando no que fosse preciso. Adoro vocês e também espero poder retribuir tudo isso.

Agradeço a minha co-orientadora Prof<sup>a</sup> M<sup>a</sup> Gabriela Castillo Vicentelli que foi quem mais acreditou nesse trabalho e quem empenhou o máximo de forças para que o mesmo se realizasse. Muito obrigada Gabi pela orientação e pela amizade, você tornou esse período um dos melhores da minha graduação.

Ao meu orientador Prof<sup>o</sup> Dimas Dias-Brito que se dispôs a me orientar e ajudar no que fosse preciso durante o trabalho.

Agradeço aos pesquisadores da UNESPetro Sérgio A. Contreras e Iata A. Souza, que estiveram presente durante todo o processo de trabalho, ensinando e auxiliando com as ferramentas. Muito obrigada pela paciência, companhia e amizade de vocês, foram essenciais para o sucesso deste trabalho.

Agradeço aos meus companheiros de UNESPetro, Felipe Gorla (xuxa), Juliana Okubo (sakura) e Julia Favoreto, que estiveram presentes durante a jornada deste trabalho, apoiando e contribuindo com seus conhecimentos. Obrigado galera por tornar essa etapa mais fácil e divertida, obrigada pelos cafezinhos e pelas risadas, obrigada por participarem disso comigo, foi demais!

Agradeço ao PRH-05/ANP/PETROBRAS pela bolsa concedida e pelos cursos e recursos disponibilizados para a realização deste trabalho. Ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT) e do Programa

de Formação de Recursos Humanos da Petrobras. Também a LANDMARK e a AGM por cederem o *software* Geographix e RECON, utilizados neste trabalho.

Agradeço aos docentes que ministraram o conhecimento geológico durante esse período, nas salas de aula e nas atividades de campo, sempre com disposição e boa vontade, e muitas vezes com recursos financeiros escassos. Em especial ao Prof<sup>o</sup> Antonio José Ranalli Nardy e a Prof<sup>a</sup> Tamar Milca B. Galembeck que foram meus orientadores de iniciação científica.

Agradeço a Camila Bittencourt Medeiros e seus fiéis companheiros “Tití”, “Preto” e “Menina” (Boba), minha mais que amiga, irmã, pela paciência, amizade e apoio. Muito obrigada Camilinha pela sua companhia como colega de casa, esses anos todos não seriam os mesmos sem as nossas conversas, vou sentir muita falta disso.

Agradeço aos meus colegas de classe, todos e sem exceção, e em especial a, Filipe Goulart Lima (Suuujo...meu herói!), Ilio Rodarte Faria Junior, eternos parceiros de campo, Paula Boghossian, Adriano S. Delgado de Oliveira, as colegas de casa Barbara Robbi (Bah) e Nayara Valentin Pazzini (Nay), a Natália R. Almeida, Ana Luiza Laranjeira (Vamp), Milena Cássia Balerine (xará), e todos os demais que foram reais companheiros durante as dificuldades e que a partir de agora estarão longe, fazendo aquilo que hoje não nos imaginamos não fazendo: GEOLOGIA ia ia Ô!. Muito obrigada pessoal, pelas conversas, pelas risadas, pelo apoio, por tudo e sempre saibam que “...o que me fez feliz foi saber que...o tempo passa, definitivamente mais rápido do que gostaríamos, mas que cada momento importante fica gravado numa eterna câmera lenta, que as provas passaram, que os relatórios foram entregues, que no fim tudo deu tempo...rs, que os campos, as conversas, as brincadeiras, os amigos, a geologia, ahh isso vai ficar e vai ficar...pra sempre...”

Agradeço a Márcia e Eliete pela dedicação e pelo maravilhoso e sempre pronto cafezinho. Muito obrigada mesmo, sem vocês este trabalho não seria o mesmo.

Agradeço aos meus cunhados André Vinícios Magri, Valquiria Consoni Rosa e Renata Coghi, que entraram para minha família e hoje é parte importante dela.

Por fim, a todos os que direta e indiretamente foram importantes durante esse período deixo aqui meus sinceros agradecimentos e minhas sinceras orações de gratidão.

"Há homens que lutam um dia, e são bons; Há outros que lutam um ano, e são melhores; Há aqueles que lutam muitos anos, e são muito bons; Porém há os que lutam toda a vida;

"Estes são os imprescindíveis."

**Bertold Brecht**

## RESUMO

O Campo de Namorado representa o início das explorações petrolíferas no Brasil na década de 70 e ainda é um alvo de pesquisas re-exploratórias. Devido à importância dos arenitos turbidíticos deste campo e a grande representatividade geral dos reservatórios turbidíticos na produção petrolífera do país este trabalho teve por objetivo a caracterização detalhada das propriedades físicas do “Arenito Namorado”. O reservatório produtor do Campo de Namorado é denominado “Arenito Namorado” e consiste em depósitos de areias turbidíticas sedimentadas durante o Albiano-Cenomaniano. Para obter uma maior resolução das armadilhas desse reservatório, foram utilizadas ferramentas, como os *softwares* RECON e Geographix (Prizm - Seisvision), os quais são utilizados para análise de fácies geológicas junto à perfilagem de poços, interpretação sísmica e cálculos petrofísicos. Durante essa análise foram mapeadas as fácies-reservatórios de 15 poços verticais localizados dentro dos limites do campo calibrados pela correlação rocha-perfil onde foi possível interpretar 12 níveis-reservatório denominados (NA-1, NA-2, NA-3, NA-4, NA-5, NA-6, NA-7, NA-8, NA-9, NA-10, NA-11 e NA-12). Baseados na correlação lateral desses níveis, realizada através da construção de seções estratigráficas de direção NE-SW e NW-SE e a interpretação de um volume sísmico que abrange a porção sudeste do campo, obteve-se um mapeamento bidimensional e tridimensional dos níveis reservatório mostrando que a sedimentação dos níveis é fortemente controlada por um sistema de falhas normais de direção NE-SW, localizadas na região sudeste do campo. Esse mapeamento mostrou que podem ser interpretadas três sequências deposicionais turbidíticas principais. Com a definição do arcabouço estratigráfico e estrutural da Formação Namorado foi feita a interpretação dos mapas de atributos sísmicos, sendo selecionados os mais representativos para a interpretação de características, tais como: a resistividade, o volume de argila, entre outros. Com os resultados e a integração dos dados estratigráficos, geofísicos e dos cálculos petrofísicos foi possível à elaboração de um modelo geológico/petrofísico 3D do “Arenito Namorado” detalhando o mesmo dentro de alguns níveis-reservatório principais.

**Palavras - chave:** Bacia de Campos, Campo de Namorado, “Arenito Namorado”, petrofísica

## ABSTRACT

The Namorado Oil Field represents the beginning of the oil exploration in Brazil, in the 70s, and it is still a subject of researches because the importance of this turbidite sandstone in the Brazilian oil production. The Namorado's production level was denominated "Namorado sandstone", it is composed by turbidite sandstone deposited during the Albian-Cenomanian. In order to define the structural geometry of the main reservoir, geological and geophysical tools like RECON and Geographix (Prizm – Seisvision) softwares were used, and its application was focused on geological facies analysis, for that purpose well logs, seismic interpretation and petrophysical calculations were applied. Along this work 15 vertical wells were used and the facies reservoirs were mapped of along the oil field; it is important to mention that all the facies were calibrated by the correlation rock vs log profile, and 12 reservoir-levels (NA-1, NA-2, NA-3, NA-4, NA-5, NA-6, NA-7, NA-8, NA-9, NA-10, NA-11 e NA-12) were recognized and interpreted. Stratigraphic sections (NE-SW and NW-SE) were also built based on stratigraphic well correlation of each interpreted level, and seismic interpretation (pseudo-3D seismic data) on the southeastern portion of the oil field. As results it was interpreted on two- and three-dimensional maps that the deposition reservoir's levels are high controlled by normal faults systems. This research also shows attribute maps interpretation and its relationship with the selection of the reservoir attribute represented on it. Finally the data integration of stratigraphic, geophysical and petrophysical calculations lets us the possibility of obtain a detail geological/petrophysical 3D model of the main reservoir levels of "Namorado sandstone" inside the oil/gás field.

**Key-words:** Campos Basin, Namorado Oil Field, "Namorado sandstone", petrophysical

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1** - Localização das bacias sedimentares brasileiras com enfoque para a área de estudo. O Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ é marcado com o quadrado vermelho e em detalhe o contorno estrutural do Campo de Namorado com a localização dos poços..... 3
- Figura 2** - Mapa da localização da Bacia de Campos e em detalhe o Campo de Produção de Namorado com os poços deste trabalho e as seções numeradas de 1 a 7 ..... 4
- Figura 3** - A. Gráfico mostrando as reservas provadas de petróleo no Brasil em  $m^3$  por bacia; B. Gráfico mostrando as reservas provadas de gás natural no Brasil em  $m^3$  por bacia ..... 6
- Figura 4** - A. Gráfico mostrando a produção de petróleo no Brasil por bacia; B. Gráfico mostrando a produção de gás no Brasil por bacia ..... 7
- Figura 5** - Gráficos mostrando as produções de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, RJ por campo em 2010..... 8
- Figura 6** - . Coluna Cronoestratigráfica e Carta Estratigráfica da Bacia de Campos ..... 9
- Figura 7** - Intervalo cronoestratigráfico e litoestratigráfico do Grupo Macaé mostrando a localização da Formação Namorado ..... 10
- Figura 8** - Feições estruturais e extensão dos domos salinos da Bacia de Campos e campos petrolíferos..... 13
- Figura 9** - Seção Geológica NW-SE da Bacia de Campos mostrando o arcabouço estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal da bacia..... 15
- Figura 10** - Perfil de referência da Formação Outeiro, caracterizada como Membro Outeiro 16
- Figura 11** - A. Arcabouça estratigráfico e estrutural do topo do Campos de Namorado..... 17
- Figura 12** – A sequência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos da porção proximal (Ta) até os sedimentos pelágicos da bacia (Te) ..... 18
- Figura 13** – Padrão deposicional ideal para uma corrente de turbidez de alta eficiência ..... 20
- Figura 14** - Perfis elétricos dos reservatórios turbidíticos da sequência hemipelágica, Campo de Namorado ..... 26
- Figura 15** - Exemplo de calibração dos perfis geofísicos com a descrição dos testemunhos . 27
- Figura 16** - Perfil litofaciológico sequencial do poço 7NA 7 RJS mostrando alguns dos níveis reservatório ..... 28

<b>Figura 17</b> - Interface do <i>software</i> Geographix utilizada para a realização das interpretações sísmicas do volume e para o carregamento dos poços.....	29
<b>Figura 18</b> - Mapa com a localização do Volume sísmico em relação aos poços do Campo de Namorado mostrando a superfície do topo do Grupo Macaé.....	30
<b>Figura 19</b> - Esquema mostrando a variação das velocidades de acordo com a mudança dos materiais .....	30
<b>Figura 20</b> - Poço 7NA12 RJS com os níveis reservatório delimitados.....	32
<b>Figura 21</b> – <i>Pickett Plott</i> para o ajuste de $R_w$ nos níveis reservatórios do Campo de Namorado.....	35
<b>Figura 22</b> - Linha sísmica arbitrária extraída do volume sísmico com os poços 3NA 5A RJS, 7NA 13A RJS, 3NA 21B RJS, 3NA 17A RJS, 4RJS 234 RJ, que fazem parte da Seção 3.1 .	43
<b>Figura 23</b> – Mapa estrutural do topo do Grupo Macaé (topo do reservatório) gerado a partir do Volume sísmico no <i>software</i> Geographix e em seguida carregado no <i>software</i> RECON mostrando a direção dos planos de falha.....	44
<b>Figura 24</b> – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Macaé .....	45
<b>Figura 25</b> – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo da Formação Quissamã e ou base da Formação Outeiro .....	46
<b>Figura 26</b> – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Lagoa Feia .....	46
<b>Figura 27</b> – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de porosidade neutrão (RHOB) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Lagoa Feia .....	46
<b>Figura 28</b> - Mapa de atributo sísmico – <i>AvgTroughAmplitude</i> , gerado a partir do horizonte do topo do Grupo Macaé.....	47
<b>Figura 29</b> – Modelos 3D do topo dos níveis NA-1, NA-4 e NA-8 mostrando a variação da porosidade média (PHIA) ao longo desses níveis reservatórios e indicando com as setas os locais onde a porosidade é mais elevada.....	49
<b>Figura 30</b> – Modelos 3D mostrando a distribuição das porcentagens de Areia Total ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8 .....	50

<b>Figura 31</b> – Modelos 3D mostrando a distribuição da Saturação de água $S_w$ ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8 .....	51
<b>Figura 32</b> - Modelos 3D mostrando a distribuição da Areia petrolífera ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8.....	52
<b>Figura 33</b> – Parâmetros geométricos dos depósitos tubidíticos de lobos canalizados.....	53
<b>Figura 34</b> - Mapas de atributos geofísico do nível NA-8.....	54
<b>Figura 35</b> – Visualização do modelo em 3D do topo e da base do reservatório, carregado no software RECON .....	55
<b>Figura 36</b> – Mapa de isópaca gerado a partir do topo e da base do reservatório do Campo de Namorado .....	55
<b>Figura 37</b> – ( $ILD \times S_w$ ) Análise da saturação de água irreduzível ( $S_{wi}$ ) e de saturação de água ( $S_w$ ) máxima de produção para o Campo de Namorado .....	56
<b>Figura 38</b> - ( $V_{sh} \times S_w$ ) Análise do Volume de argila ( $V_{sh}$ ) máximo para a produção do Campo de Namorado .....	57
<b>Figura 39</b> - ( $NPHI \times V_{sh}$ ) Determinação da porosidade ( $NPHI$ ) mínima para a produção do Campo de Namorado .....	57

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Esta tabela informa as reservas de petróleo e gás natural no Brasil por bacia em milhões de m <sup>3</sup> .....	7
<b>Tabela 2</b> - Conjunto dos poços com os respectivos dados utilizados .....	25

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL .....</b>	<b>5</b>
4.1	Bacia de Campos .....	5
4.1.1	<i>Aspectos Econômicos.....</i>	5
4.1.2	<i>Arcabouço Estratigráfico .....</i>	8
4.1.3	<i>Arcabouço Estrutural.....</i>	12
4.1.4	<i>Sistema Petrolífero.....</i>	13
<b>5</b>	<b>CONTEXTO GEOLÓGICO LOCAL .....</b>	<b>15</b>
5.1	O Campo de Namorado .....	15
5.1.1	<i>Arcabouço Estratigráfico .....</i>	15
5.1.2	<i>Arcabouço Estrutural.....</i>	16
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS.....</b>	<b>18</b>
6.1	Fácies Sedimentares Tubidíticas .....	18
6.2	Perfilagem Geofísica: Conceitos e Aplicação .....	20
6.3	Perfis Geofísicos.....	21
6.3.1.1	<i>Perfil de Raio Gama (GR).....</i>	21
6.3.1.2	<i>Perfil de Indução (ILD).....</i>	21
6.3.1.3	<i>Perfil Sônico (DT).....</i>	21
6.3.1.4	<i>Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI) .....</i>	22
6.3.1.5	<i>Perfil Densidade (RHOB) .....</i>	23
6.4	Mapas de Atributo Sísmico: Conceito e Aplicação .....	23
6.5	Análise Petrofísica.....	23
<b>7</b>	<b>BASE DE DADOS E MÉTODO .....</b>	<b>24</b>
7.1	Interpretação Estratigráfica .....	26
7.2	Calibração e Interpretação sísmica .....	29
7.3	Correlação rocha x sísmica .....	31
7.4	Mapas de atributo sísmico.....	31
7.5	Cálculos petrofísicos.....	32
7.6	Integração dos dados e construção do modelo petrofísico 3D .....	36

<b>8</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>36</b>
8.1	Análise Estratigráfica.....	36
8.2	Interpretação Sísmica.....	42
8.3	Mapas de Atributo Sísmico.....	45
8.4	Modelo Petrofísico 3D.....	48
8.4.1	<i>Porosidade relativa (PHIA)</i> .....	49
8.4.2	<i>Areia Total</i> .....	50
8.4.3	<i>Saturação de Água (Sw)</i> .....	51
8.4.4	<i>Areia Petrolífera</i> .....	52
<b>9</b>	<b>DISCUSSÕES E CONCLUSÕES .....</b>	<b>53</b>
<b>10</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>58</b>
<b>11</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>

**APÊNDICE A - Seções Estratigráficas**

**APÊNDICE B - Seções Sísmicas**

**APÊNDICE C - Mapas de Atributos Sísmicos**

I – Topo do Grupo Macaé

II – Intervalo entre o topo do Grupo Macaé e a Base da Formação Outeiro

**APÊNDICE D - Mapas de Atributos Geofísicos**

**APÊNDICE E - Planilha de dados Petrofísicos**

## 1 INTRODUÇÃO

O Campo de Namorado representa o início das explorações petrolíferas no Brasil. À exploração da Bacia de Campos, mesmo com mais de 40 anos de atividade econômica, ainda é alvo de pesquisa, salientando a importância dos arenitos turbidíticos do campo e a grande representatividade desses reservatórios na produção petrolífera do país. Sendo este um campo maduro, a locação de novos poços com a caracterização de níveis turbidíticos prospectivos, tanto no Campo de Namorado como em campos análogos se torna uma grande dificuldade. O uso de modernas tecnologias apresenta-se como uma ferramenta importante para ajudar a emergir novas propostas e níveis re-exploratórios.

Ao utilizar os *softwares* RECON e Geographix (*Seisvision* e *Prizm*), na integração de dados geológicos e petrofísicos, a partir de registros de poço (*wirelogs*) e dados sísmicos, é possível prever sobre a qualidade dos reservatórios. Como consequência é possível se caracterizar as fácies geológicas do reservatório sobre os dados de perfis, os dados sísmicos e os cálculos petrofísicos e se criar um modelo petrofísico 3D desse reservatório. O Campo de Namorado, apesar de largamente estudado, apresenta deficiência sobre dados petrofísicos que estejam disponíveis e publicados. Perille (2001) e Souza (2005) foram alguns dos autores que estudaram algumas das propriedades petrofísicas do campo, calculando atributos como volume de argila (Vsh), porosidade ( $\phi$ ), areia total, areia petrolífera, saturação de água, entre outros.

Considerando os pontos apresentados, a execução deste trabalho permitiu obter conhecimento sobre técnicas aplicadas em re-avaliação de campos maduros e re-exploração de petróleo principalmente na área de correlação de perfis de poço e análise petrofísica, além de proporcionar um aprendizado na aplicação de *softwares* utilizados na indústria do petróleo para interpretação geológica.

Os resultados obtidos neste estudo proporcionarão uma melhor compreensão das relações entre as fácies reservatório do arenito que compõe a Formação Namorado no Campo de Namorado e nos demais campos que se apresentem em contexto geológico análogo.

## 2 OBJETIVO

O trabalho teve como objetivo a interpretação geológica/petrofísica do “Arenito Namorado” também denominado neste trabalho como Formação Namorado dentro do Campo de Namorado. Para atingir o objetivo serão realizadas análises de fácies e interpretação sísmicas calibradas com os dados de perfis de poço integrados nos softwares RECON e Geographix (*Seisvision e Prizm*) com a finalidade de:

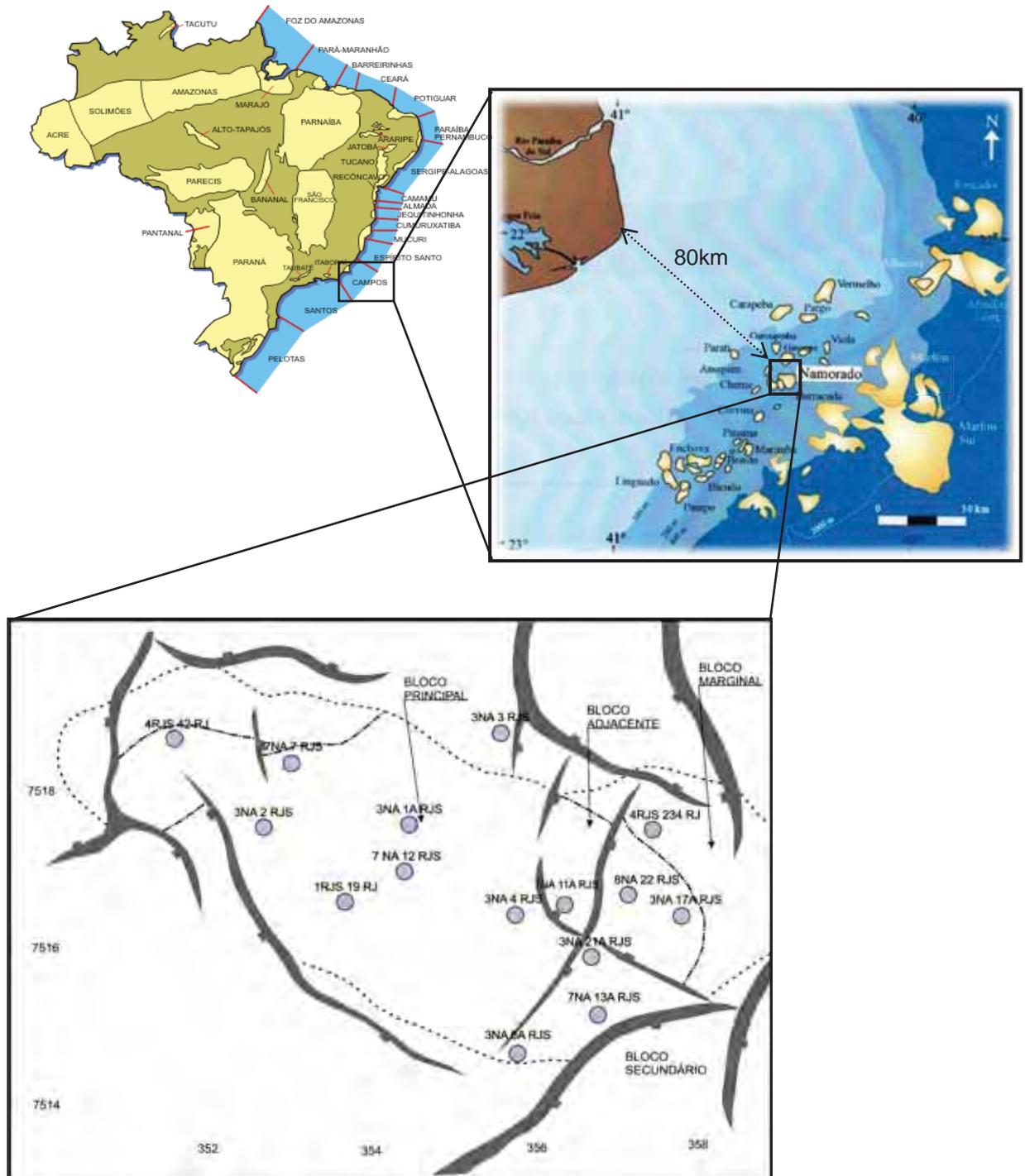
- Identificar e mapear as fácies-reservatórios em perfis de 15 poços, devidamente calibradas pela correlação rocha-perfil;
- Dividir e mapear tridimensionalmente o reservatório de Namorado em zonas-reservatório;
- Caracterizar o reservatório baseado em suas propriedades físicas a partir de um modelo tridimensional do mesmo, obtendo-se parâmetros como o volume de argila e saturação de fluidos máximos, porosidade e resistividades mínimas que permitam a produção comercial do reservatório.

Este trabalho possibilitou um detalhamento dos níveis reservatórios através da correlação litofaciológica de modo a obter como um dos produtos, um mapeamento bidimensional e tridimensional do Campo de Namorado, o qual juntamente com os dados sísmicos e os cálculos petrofísicos permitiu a confecção de um modelo petrofísico 3D do “Arenito Namorado” ou Formação Namorado, nos limites do campo estudado.

## 3 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo, o Campo de Namorado, está localizado na porção Central/Norte da Bacia de Campos a 80 km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 m na margem continental brasileira, junto ao estado do Rio de Janeiro, entre as latitudes 21° e 23° S (**Figura 1 e 2**). Este campo possui uma área de aproximadamente 200 km<sup>2</sup>, e pertence ao *trend* de acumulações petrolíferas da bacia. A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil ao longo da costa norte do estado do Rio de Janeiro e da costa sul do Estado do Espírito Santo com uma área de aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup>. Sendo limitada ao norte pela Bacia do Espírito Santo no Alto de Vitória e a sul, pela Bacia de Santos no Alto de Cabo Frio (MILANI, 2007).

**Figura 1** - Localização das bacias sedimentares brasileiras com enfoque para a área de estudo. O Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ é marcado com o quadrado vermelho e em detalhe o contorno estrutural do Campo de Namorado com a localização dos poços .



(Fonte: Modificado de BACOCOLI *et al.*, (1980) e GUARDADO *et al.*, (1989))

**Figura 2** - Mapa da localização da Bacia de Campos e em detalhe o Campo de Produção de Namorado com os poços deste trabalho e as seções numeradas de 1 a 7.



(Fonte: BDEP/WEBMAPS)

## 4 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

### 4.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada ao longo da margem continental leste brasileira, mas especificamente na região sudeste, ocupando o norte do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo.

Ainda na plataforma continental, a Bacia de Campos é limitada a norte pelo Alto de Vitória que consiste em um bloco elevado do embasamento o qual coincide com a terminação oeste da Cadeia de Vitória-Trindade. Na parte sul, a bacia limita-se através do alto estrutural denominado de Alto de Cabo Frio.

A origem da Bacia de Campos está relacionada ao evento que promoveu o rompimento do Supercontinente Gondwana, marcado pela separação entre as placas tectônicas sul-americana e africana. Este processo se iniciou há cerca de 140 M.a. (Eocretáceo) e marca o início da formação do Oceano Atlântico Sul. Sua sequência evolutiva apresenta os estágios rifte, *drift* e margem passiva, sendo classificada como uma bacia típica de margem divergente assim como as demais bacias da margem continental brasileira.

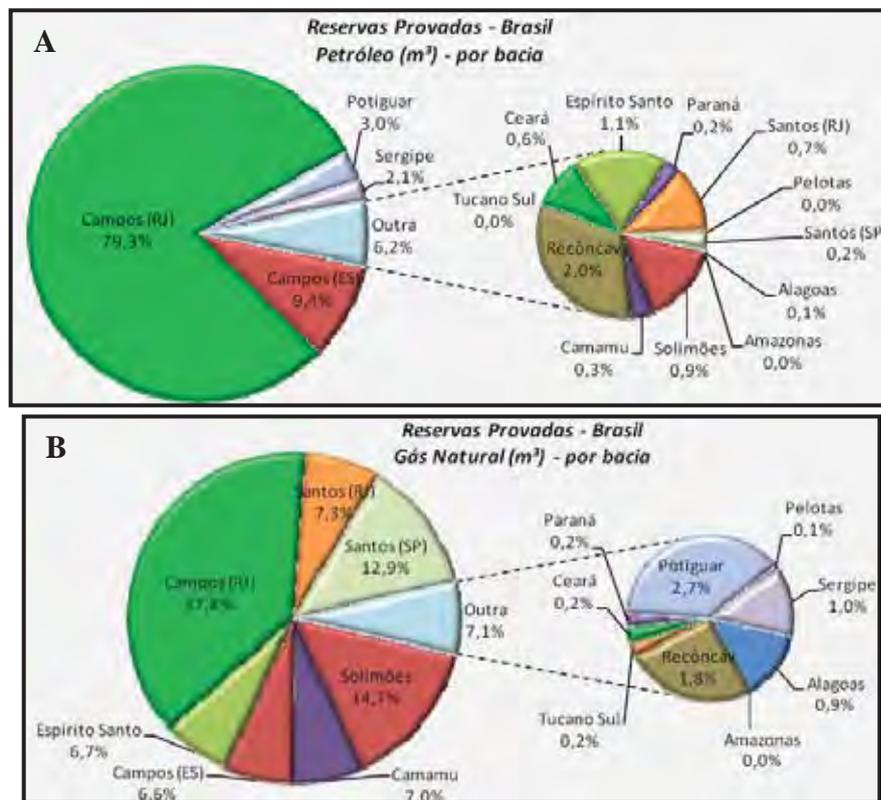
Os primeiros estudos geológicos na Bacia de Campos ocorreram na década de 1930, através de mapeamentos terrestre realizados por Lamego (1937, 1940, 1945, apud GUARDADO *et al.*, 1989) e seu primeiro poço foi perfurado em terra, na cidade de Cabo de São Tomé em 1959. Sob o aspecto da exploração petrolífera no Brasil, a Petrobrás, caminhando para a fase marítima de plataforma continental rasa, realizou em 1974 o primeiro detalhamento sísmico da bacia, proporcionando a descoberta do primeiro campo de petróleo – Garoupa (GUARDADO *et al.*, 1989).

#### 4.1.1 Aspectos Econômicos

Atualmente o Brasil ocupa o 17º lugar no ranking mundial de reservas de petróleo, e aparece na 11ª posição entre os maiores produtores do planeta (TNPETROLEO, 2011). Esses números colocam o país à frente de tradicionais países-membros da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), como Líbia, Catar, Indonésia e Argélia.

Segundo o relatório de Reservas de Petróleo e Gás do BDEP de 2009 as maiores reservas provadas de petróleo localizam-se na Bacia de Campos com cerca de 88,7% do total, sendo que 79,3% destas estão localizadas no estado do Rio de Janeiro e os restantes, 9,4% no estado do Espírito Santo (**Figura 3.A**) Das reservas de gás natural, 45,1% estão na Bacia de Campos, sendo 37,8% no estado do Rio de Janeiro e outros 7,3% no Espírito Santo como pode ser visto na **Tabela 1** e na **Figura 3.B**

**Figura 3** - A. Gráfico mostrando as reservas provadas de petróleo no Brasil em m<sup>3</sup> por bacia; B. Gráfico mostrando as reservas provadas de gás natural no Brasil em m<sup>3</sup> por bacia



(Fonte: BDEP, 2009)

A maior parte da produção de petróleo do Brasil provém da Bacia de Campos, correspondendo a 85,5% do total como pode ser visto na **Figura 4.A**, o mesmo ocorrendo em relação ao gás natural, sendo a Bacia de Campos responsável pela produção de mais da metade do volume total (**Figura 4.B**).

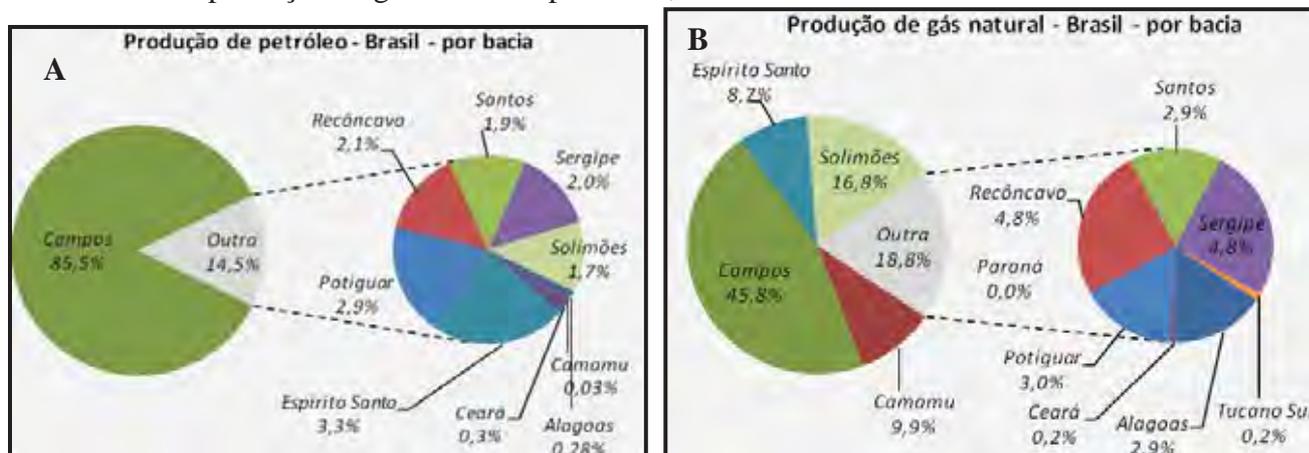
O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 e iniciou sua produção em 1979, sendo que em 1989 apresentava-se como o maior campo produtor em termos de petróleo recuperável no Brasil, com uma reserva estimada de 669 milhões de barris de óleo.

**Tabela 1** - Esta tabela informa as reservas de petróleo e gás natural no Brasil por bacia em milhões de m<sup>3</sup>.

BRASIL		reservas provadas		
bacia	uf	petróleo		gás
		milhões m <sup>3</sup>	milhões barris	milhões m <sup>3</sup>
Bacia de Sergipe-Alagoas	AL	1,02	6,45	3.395,34
Bacia do Amazonas	AM	0	0	0,00
Bacia de Solimões	AM	18,12	113,97	52.397,22
Bacia de Camamu	BA	5,22	32,87	24.878,72
Bacia de Recôncavo	BA	38,38	241,42	6.466,80
Bacia de Tucano Sul	BA	0,03	0,21	670,40
Bacia do Ceará	CE	11,79	74,18	783,98
Bacia de Campos	ES	181,43	1141,2	23.520,55
Bacia do Espírito Santo	ES	22,02	138,46	23.823,29
Bacia do Paraná	PR	3,87	24,35	687,72
Bacia de Campos	RJ	1533,61	9646,4	135.241,76
Bacia de Santos	RJ	14,42	90,68	26.120,93
Bacia do Potiguar	RN	57,29	360,35	9.652,37
Bacia de Pelotas	SC	0,84	5,31	230,08
Bacia de Santos	SP	3,84	24,17	46.188,54
Bacia de Sergipe-Alagoas	SE	40,96	257,63	3.435,92
<b>TOTAL</b>		1.932,84	12.157,65	357.493,62

(Fonte: BDEP, 2009)

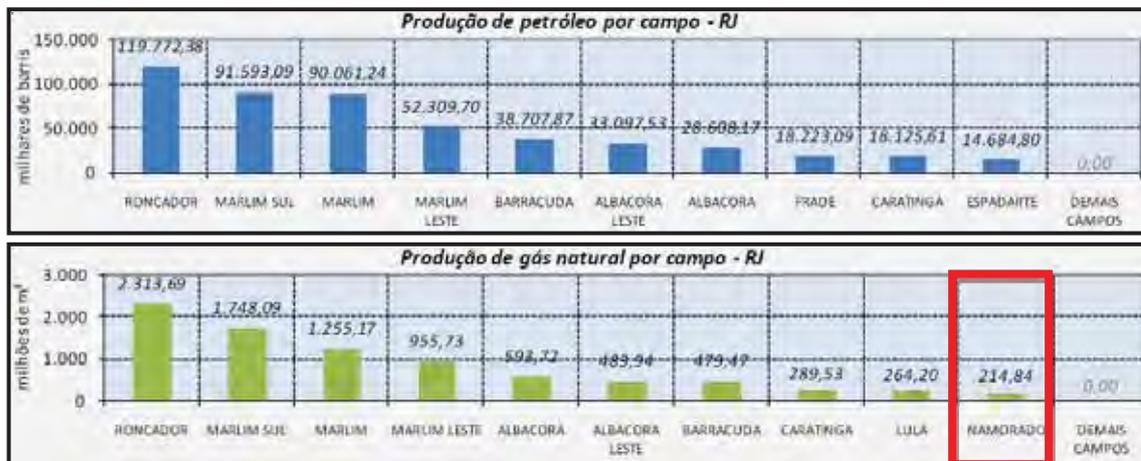
**Figura 4** - A. Gráfico mostrando a produção de petróleo no Brasil por bacia; B. Gráfico mostrando a produção de gás no Brasil por bacia;



(Fonte: BDEP, 2010)

Atualmente o Campo de Namorado está entre os dez maiores produtores de gás natural na Bacia de Campos, com uma produção de 214, 84 milhões de m<sup>3</sup>(**Figura 5**), sendo os Campos de Roncador, Marlim e Marlim Sul os maiores produtores de petróleo e gás natural no Rio de Janeiro.

**Figura 5** - Gráficos mostrando as produções de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, RJ por campo em 2010.



(Fonte: BDEP, 2010)

#### 4.1.2 Arcabouço Estratigráfico

A estratigrafia da Bacia de Campos foi compilada inicialmente por Schaller (1973), a partir de dados obtidos nas primeiras perfurações na bacia seguidas por outras atualizações, sendo uma delas proposta por Rangel *et al.* (1994). A mais recente compilação desses dados estratigráficos foi realizada por Winter *et al.* (2007), que elevou as antigas Formações interpretadas por Rangel *et al.* (1994), a Grupos e os Membros a Formação e assim serão tratadas nesses trabalho.

Na coluna cronoestratigráfica e na carta estratigráfica apresentada na **Figura 6** (WINTER *et al.*, 2007) estão presentes três Supersequências que agrupam os Grupos Lagoa Feia, Macaé e Campos.

O embasamento cristalino da bacia é composto por gnaisses de idade pré-cambriana pertencente à Província Proterozóica da Ribeira. Já o embasamento econômico da bacia, que é assim chamado porque apresenta acumulações de petróleo em algumas porções da bacia, é definido pelos basaltos da Formação Cabiúnas que cobrem discordantemente o embasamento pré-cambriano.

As sequências sedimentares podem ser individualizadas em três: Supersequência Rifte, Supersequência Pós-Rifte e a Supersequência Drifte.

A Supersequência Rifte compreende os sedimentos continentais do Grupo Lagoa Feia composto pelas Formações Coqueiro, Itabalapoana e Atafona. Esse grupo é composto de uma grande diversidade litológica com conglomerados, arenitos grossos a conglomeráticos,



arenito fino, siltito, folhelho, calcários e no topo por evaporitos. É nessa unidade estratigráfica da Bacia de Campos que estão contidas as principais rochas geradoras e também outros grandes reservatórios petrolíferos, localizados principalmente nos folhelhos do Andar Alagoas e nas coquinhas da Formação Coqueiro respectivamente.

O Grupo Lagoa Feia tem espessura máxima de 2400 m e a idade dessa sequência vai do Barremiano até o Aptiano. Na sua porção basal são encontrados depósitos vulcanoclásticos de origem local seguidos de arenitos líticos, siltitos, folhelhos e calcários. As famosas coquinhas, que formam alguns dos reservatórios desse grupo, pertencem a Formação Coqueiros e são formadas de pelecípodes de coloração cinza a creme, formando corpos que variam de 15m a 100m de espessura.

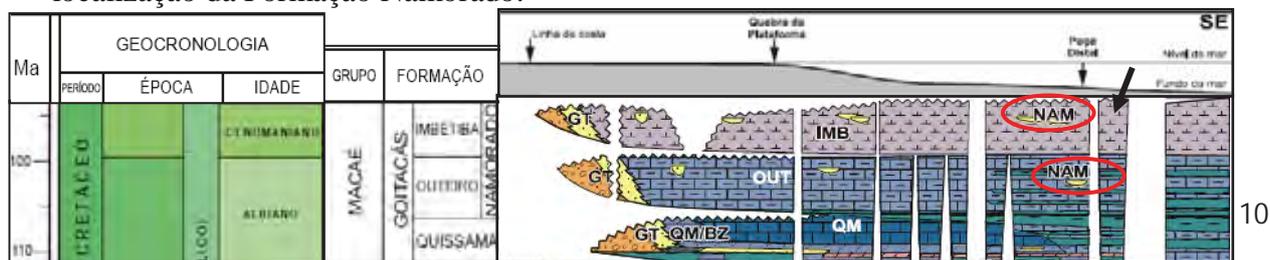
A Supersequência Pós-Rifte compreende a porção superior do Grupo Lagoa Feia com as Formações Itabapoana, Gargaú, Macabau e Retiro. Elas são compostas dos sedimentos de origem lacustre que foram depositados em ambiente tectonicamente calmo, sua base é composta por rochas argilosas (folhelho Alagoas) com estratos de coquinas Jiquiá e seu topo exhibe um padrão retrogradante caracterizado por uma subida eustática. (Figura 7).

No topo do Grupo Lagoa Feia ocorre a suíte evaporítica do Membro Retiro (Neo-Aptiano) que representa a primeira grande inclusão marinha. Esses evaporitos foram remobilizados por halocinese originando os domos e diápiros, que formaram principais trapas estruturais e janelas de migração em águas profundas e ultraprofundas.

A Supersequência Drifte compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada à tectônica adiastrófica e se inicia com as Formações Goitacás (porção proximal) e Quissamã (porção distal) do Grupo Macaé, terminando com o Grupo Campos que é composto por uma sequência clástico-carbonática dividida em três Formações: Ubatuba, Carapebus e Emboré (Figura 6).

O Grupo Macaé é composto de calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos sobrepostos de modo discordante com o Grupo Lagoa Feia. Esse grupo é composto pelas Formações Quissamã, Outeiro e Imetiba (Figura 7).

**Figura 7** - Intervalo cronoestratigráfico e litoestratigráfico do Grupo Macaé mostrando a localização da Formação Namorado.



(Fonte: WINTER *et al.* (2007))

A Formação Quissamã pode ser denominada de modo informal como “Macaé Inferior” e apresenta idade Albiana. Ela é composta de calcarenitos e calcilitos oolíticos e oncolíticos que apresentam diferentes estágios de dolomitização.

A Formação Goitacás é composta de sedimentos proximais formadas por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados associados a margas e calcilitos brancos.

A Formação Outeiro é formada por calcilitos, margas e folhelhos que estão intercalados aos arenitos turbidíticos que são denominados “Arenito Namorado”, os quais de acordo com WINTER et al., (2007) são denominados Formação Namorado (**Figura 6**). Essa seção é também conhecida como “Seção Bota” devido a morfologia que apresenta nos perfis geofísicos de raio gama e elétrico.

O Grupo Macaé representa um ambiente que marca a passagem de um ambiente marinho restrito para um ambiente marinho franco. A sedimentação calcilitítica deve-se a um balanço negativo das águas e representa o fim do ciclo evaporítico na Bacia de Campos. A sedimentação argilosa ocorreu num balanço positivo das águas e representa parte de um dos eventos anóxicos que marcaram o Cretáceo do Atlântico Sul (DIAS-BRITO, 1982).

DIAS et al., 1990, interpretou que a porção superior do Grupo Macaé e /ou porção basal do Grupo Campos, corresponde a um intervalo Neoalbiano/Neopaleoceno e é formado por uma sequência hemipelágica de folhelhos e algumas porções de calcilitos cimentados.

O Grupo Campos é formado por uma sequência clástico-carbonática que está sobreposta ao Grupo Macaé e pode ser dividido em três formações: Ubatuba, Carapebus e Emboré.

A Formação Ubatuba é formada por argilitos, folhelhos, margas, calcilitos e diamictitos cinza-escuro. Ela se interdigita, nas porções mais proximais, com a Formação Emboré e possui espessura de até 4000m.

A Formação Carapebus é formada por uma camada de arenito fino a grosso, localmente conglomerático que se intercala aos pelitos da Formação Ubatuba. Os arenitos são resultado de correntes de turbidez de base de talude e bacia, e são denominados de modo informal como Arenito “Marlin”, “Albacora” e “Carapeba”.

A Formação Emboré é formada por arenitos arcósios e carbonatos impuros depositados em ambiente flúvio-lacustre e plataformal interdigitados lateralmente com os pelitos da Formação Ubatuba.

#### 4.1.3 Arcabouço Estrutural

Na Bacia de Campos existem dois principais estilos estruturais típicos de margem continental divergente que são influenciados pelas descontinuidades pretéritas da Faixa de Dobramentos Ribeira, e podem ter sido controlados pelas reativações de estruturas direcionais paleozóicas (DIAS *et al.* 1987)

Um destes estilos estruturais é o baseado na fase rifte que apresenta uma grande quantidade de falhas normais de alto ângulo envolvendo a crosta continental, basaltos e os sedimentos que estão logo acima. Esses falhamentos dão origem a uma série de *grabens*, *horts* e *meio-grabens* e estão relacionados ao rompimento do Supercontinente Gondwana (GUARDADO *et al.* 1989).

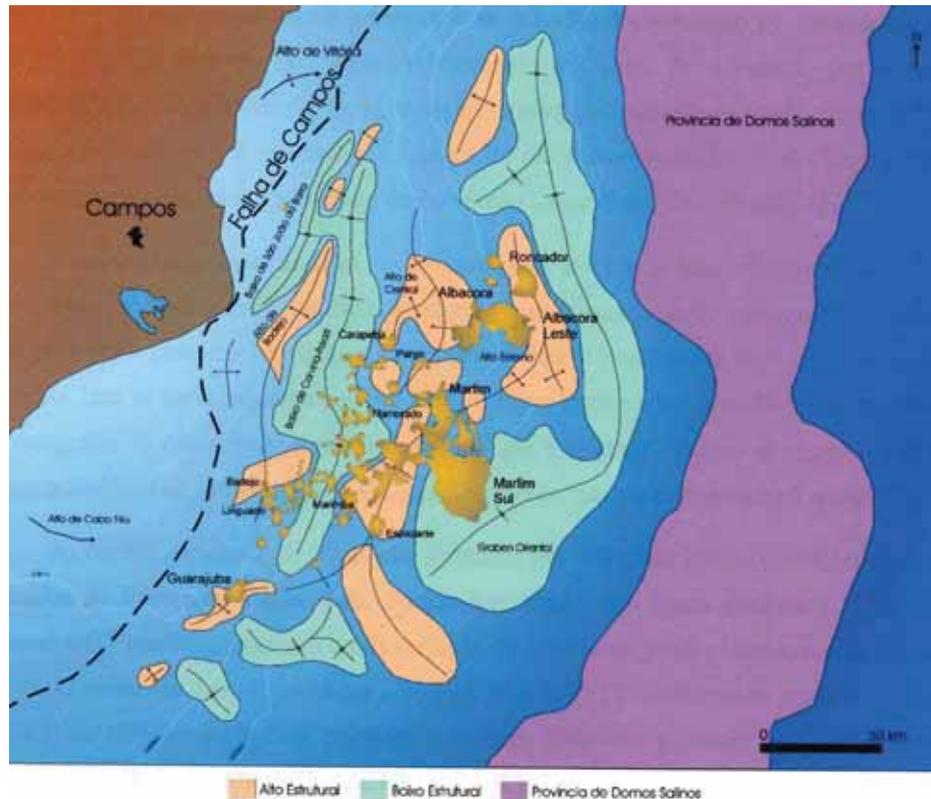
O conjunto de falhas normais evoluiu e acabou por definir a orientação regional de abertura da margem passiva, e as zonas de transferência do rifte nuclearam as grande falhas transformantes do assoalho oceânico, cuja projeção contra a borda do continente se dá em ângulo reto (MILANI *et al.* 2001).

Esses blocos falhados estão rodeados por falhas normais antitéticas e sintéticas que apresentam continuidade lateral de até 2500m. A orientação dessas falhas é coincidente com lineamentos Precambrianos da porção leste do continente, sugerindo uma reativação pré-existente desses pontos de fraqueza da crosta.(GUARDADO *et al.* 1989)

O outro estilo estrutural é o extensional de sobrecarga que apresenta falhas lítricas normais que afetam os sedimentos do pós-sal. Esse evento está relacionado ao soterramento da bacia e surgiu após um período de certa quietude tectônica durante o Andar Alagoas (Aptiano). Sua tectônica se desenvolveu com a inclinação da bacia para leste juntamente com o movimento diferencial de compactação do sal que acabou gerando as falhas de crescimento. Esse tipo de falha teve sua ativação durante o Albiano e persistiu até o Holoceno, sendo decisivas no controle das fácies sedimentares e na formação das trapas para as maiores acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos.

A tectônica da halocinese é pouco desenvolvida na plataforma continental, mas apresenta grandes diápiros de sal e muralhas na região além da quebra da plataforma, sopé de talude e bacia profunda (**Figura 8**), influenciando fortemente as sequências mais jovens, formando anticlinais, *roll-overs*, depocentros localizados entre diápiros de sal (mini-bacias), registrando-se também feições compressivas próximas do limite crustal.

**Figura 8** – Feições estruturais e extensão dos domos salinos da Bacia de Campos e campos petrolíferos



(Fonte: Modificado de RANGEL e Martins, (1998)).

#### 4.1.4 Sistema Petrolífero

A indústria petrolífera, a partir de estudos, observou que para se encontrar uma jazida de hidrocarboneto de volume significativo era necessária a ocorrência de uma série de fatores geológicos de modo simultâneo nas bacias sedimentares. O estudo dessas características de modo integrado e a simulação das condições ótimas para sua existência concomitante, foram consolidadas por Magoon & Dow (1994), *apud* Milani *et al.*, (2001) como sistema petrolífero.

As principais rochas geradoras da Bacia de Campos são os folhelhos de origem lacustre da Formação Lagoa Feia. O modelo atual de migração do óleo na Bacia de Campos foi proposto nos primeiros anos da década de 80. Dentre os modelos propostos para a migração do óleo na bacia, os mais aceitos estão relacionados às “janelas” abertas pelos processos de halocinese que deram origem aos falhamentos lítricos que alcançam a seção pós-sal.

Segundo DIAS *et al.*, (1990) a migração dos hidrocarbonetos ocorreu em duas etapas, sendo que a primeira migração de óleo foi intensamente biodegradada e o segundo pulso

corresponde a um óleo não biodegradado, gerando assim uma mistura de hidrocarbonetos dentro dos reservatórios.

Com o avanço das explorações e com uma grande aquisição de dados foi possível melhorar a definição do intervalo gerador, com a correlação geoquímica de biomarcadores e isótopos mostrando que os folhelhos do Andar Jiquiá são o principal intervalo gerador (DIAS *et al.*, 1990).

Sob pirólise e quando imaturos, esses folhelhos apresentam teor de carbono orgânico (COT) entre 2 a 6%, podendo alcançar 9% com um índice de hidrogênio (IH) atingindo localmente 900 mg HC/g COT, significando alto potencial gerador de petróleo (S<sub>2</sub>) entre 18 e 54 kg/tonelada de rocha. A petrografia orgânica dessas rochas indica que a matéria orgânica é predominantemente amorfa e rica em lipídeos, de origem algálica (GUARDADO *et al.*, 1989).

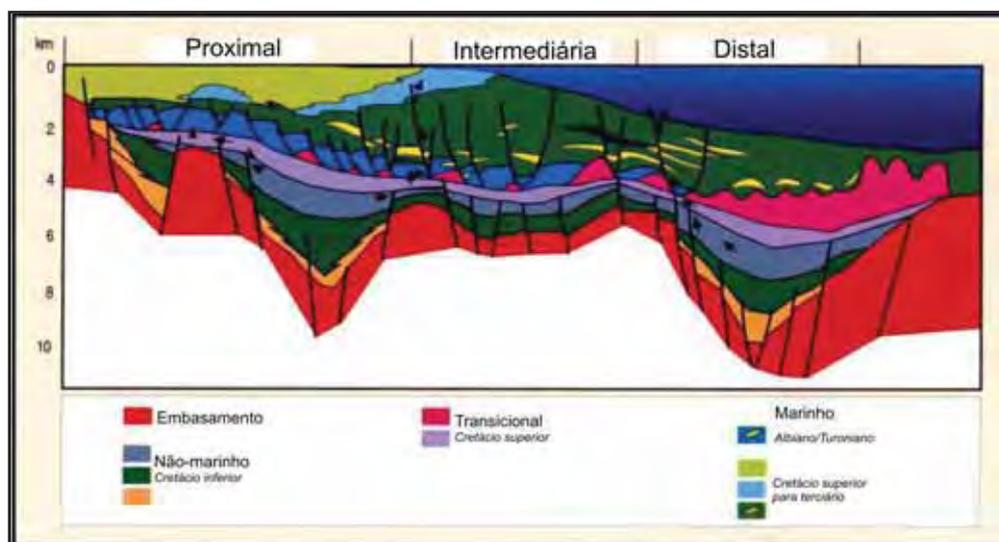
As rochas reservatório da Bacia de Campos são os arenitos da Formação Carapebus e Grupo Macaé (“Arenito Namorado”) na Formação Namorado, os calcarenitos oolíticos da Formação Quissamã, as coquilhas do Grupo Lagoa Feia na Formação Coqueiro e os basaltos fraturados da Formação Cabiúnas. As rochas-reservatório de maior importância econômica da bacia são os arenitos turbidíticos.

## 5 CONTEXTO GEOLÓGICO LOCAL

### 5.1 O Campo de Namorado

O Campo de Namorado foi descoberto no ano de 1975 pelo seu poço precursor (1-RJS-19) e segundo a divisão baseada no contexto geológico, estratégico e em termos de tecnologia de petróleo, o campo situa-se no compartimento intermediário da Bacia de Campos (**Figura 9**), que caracteriza-se por apresentar grande parte da sua área coberta por amostragens de poços.

**Figura 9** - Seção Geológica NW-SE da Bacia de Campos mostrando o arcabouço estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal da bacia.



(Fonte: RANGEL & MARTINS (1998)).

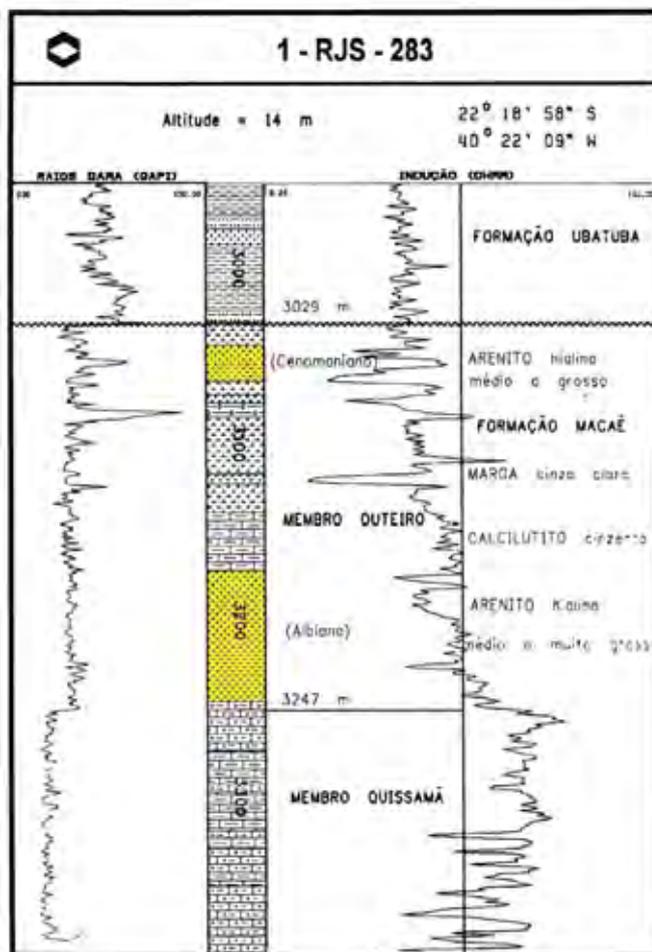
#### 5.1.1 Arcabouço Estratigráfico

O reservatório produtor do Campo de Namorado é denominado “Arenito Namorado” e consiste em depósitos de areias turbidíticas sedimentadas durante o Albiano-Cenomaniano. Esta unidade sedimentar compreende a porção superior do Grupo Macaé conhecida como Formação Outeiro e apresenta-se intercalada com as margas e folhelhos da sequência hemipelágica (WINTER *et al.* 2006). O perfil de referência do Grupo Outeiro encontra-se na **Figura 10** com destaque para o “Arenito namorado” atualmente denominado Formação Namorado.

O mesmo é composto por diversos corpos de turbiditos que se intercalam aos sedimentos mais argilosos, como as margas e folhelhos, e dão origem aos níveis reservatório. Esses níveis são corpos arenosos geralmente maciços, de granulação média, arcossianos e localmente conglomeráticos que podem chegar até a 115 m de espessura (GUARDADO *et al.* 1989).

A Campo de Namorado apresenta um reservatório com porosidade que varia de 20 a 39% e permeabilidade de 1 darcy. Seus corpos turbidíticos se apresentam interconectados, justificando a grande concentração de óleo na porção central do campo.

**Figura 10** - Perfil de referência da Formação Outeiro, caracterizada como Membro Outeiro.



(Fonte: RANGEL *et al.* (1994)).

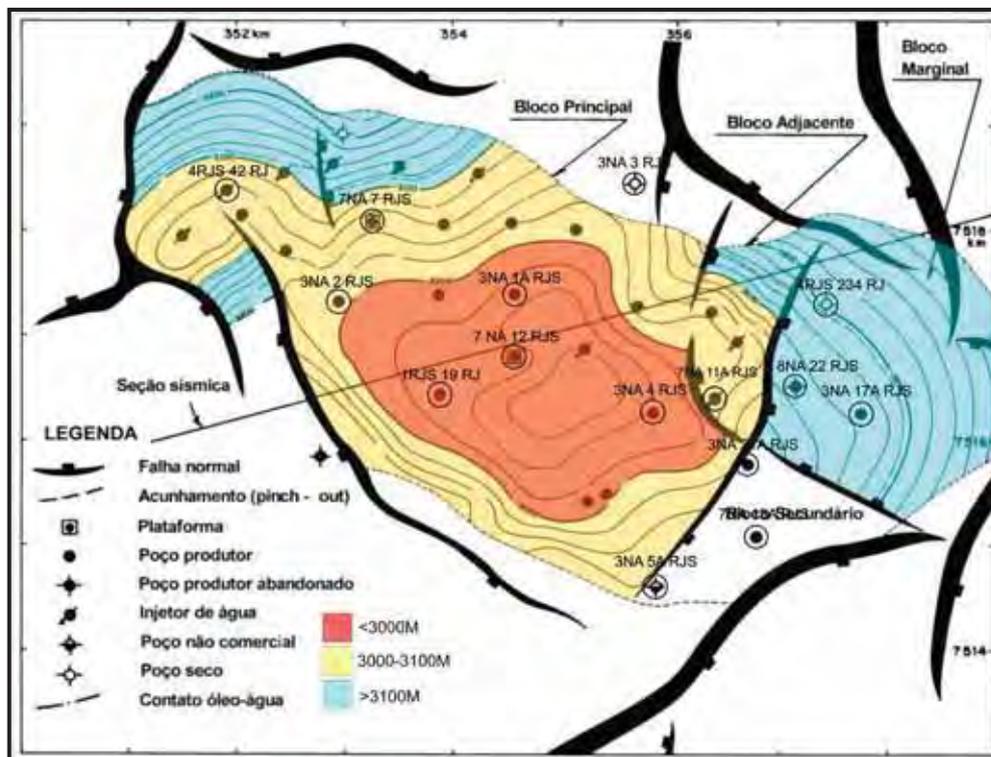
### 5.1.2 Arcabouço Estrutural

O Campo de Namorado é estruturalmente composto por quatro blocos limitados por falhas normais (**Figura 11**). O bloco central é o que apresenta a maior parte da produção de petróleo

do campo. Sua acumulação é controlada pelas disposições dos corpos de turbiditos e pelas características estruturais. O campo é cercado a sudeste, noroeste e sudoeste por falhas e a norte e sul pelas terminações dos corpos turbidíticos. O selo deste reservatório é composto pelas margas e folhelhos da sequência hemipelágica da Formação Outeiro.

A deposição desses reservatórios foi condicionada pela tectônica extensional de soterramento juntamente com a tectônica salina (halocinese), provocada pelos evaporitos de Idade Alagoas (Aptiano) que ao sofrerem uma intensa instabilidade gravitacional acabaram gerando falhas de escorregamento, diápiros salinos e calhas deposicionais, os quais propiciaram o confinamento desses corpos arenosos (GUARDADO *et al.* 1989).

**Figura 11** - Arcabouço estratigráfico e estrutural do topo do Campo de Namorado;



(Fonte GUARDADO *et al.*, (1989))

## 6 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

### 6.1 Fácies Sedimentares Turbidíticas

O reservatório do Campo de Namorado é um depósito turbidítico de idade Albo-Cenomaniana. Devido à complexidade desses tipos de depósitos e de suas estruturas, existe na literatura inúmeros modelos de sedimentação, orientados para o entendimento dos mesmos (DELLA FÁVERA, 2000).

Nos levantamentos de campo e estudos de laboratório realizados por Kuenem & Migliorini (1950), concluiu-se que estes depósitos com gradação normal, sedimentadas em contexto marinho profundo, seriam o produto da deposição de correntes de turbidez e que essas correntes seriam os agentes principais para a escavação dos cânions (*canyon*) submarinos transportando grandes volumes de sedimento.

Nesta ordem de idéias, Bouma (1962) apresentou o que seria a sucessão ideal de estruturas sedimentares numa camada de turbiditos (**Figura 12**). Durante suas pesquisas, ele constatou que os turbiditos apresentavam uma gradação normal e uma sucessão vertical de estruturas que apresenta, quando completa, uma porção basal maciça (intervalo Ta), passando para arenitos com laminação plano paralela (Tb), depois com laminação por *ripples* (Tc), hemipelágitos associados aos turbiditos (Td) e, por fim, sedimentos pelágicos da bacia (Te).

**Figura 12** – A seqüência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos da porção basal maciça (Ta) até os sedimentos pelágicos da bacia (Te).

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

(Modificada de PICKERING *et al.* (1986), incorporando conceitos de LOWER, (1982) e MUTTI, (1992)).

Mutti (1992) e Mutti *et al.* (1999) aplicaram o conceito de trato de fácies na confecção de um arcabouço genético de fácies turbidíticas no qual eles assumem que o fluxo de turbidez apresenta os seguintes estágios evolutivos:

F1: Fluxos de detritos coesivos que estão associados, em alguns casos, a escorregamentos e fluxos de detritos gerados por fluxos hiperpicnais desenvolvidos durante cheias fluviais catastróficas.

F2: Fluxos hiperconcentrados que geram paraconglomerados de matriz areno-lamosa com clastos da área-fonte e de pelitos erodidos do substrato na região do talude.

F3: Depósito residual formado na transformação do fluxo hiperconcentrado numa corrente de turbidez de alta densidade. Ele acaba tracionando os cascalhos depositados, formando um *lag* basal, que pode configurar barras de ortoconglomerado.

F4: Correntes de turbidez de alta densidade que forma depósitos de arenitos muito grossos, seixosos, com laminação plano-paralela e gradação inversa nas lâminas (carpetes de tração).

F5: Corrente de turbidez de alta densidade que formam depósitos de arenitos grossos, mal selecionados, maciços e com estrutura de escape de fluxo.

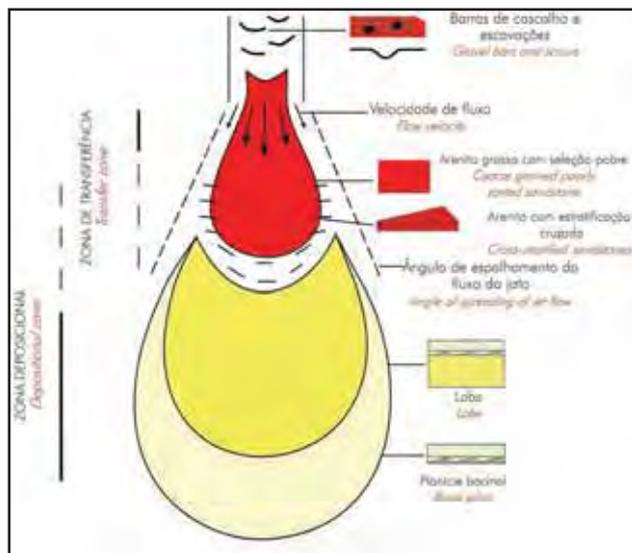
F6: Correntes de turbidez de alta densidade que formam depósitos de arenitos grossos a médios com laminação plano-paralela ou estratificação cruzada acanalada, algumas vezes capeada por ripples de areias grossas.

F7: Correntes de turbidez de alta densidade que formam depósitos de lâminas alternadas de areia grossa com média/fina.

F8: Correntes de turbidez de alta densidade que forma depósitos de arenito médio a fino maciços, correspondendo ao intervalo Ta de Bouma (1952).

F9: Correntes de turbidez de baixa densidade que forma depósitos de grão fino, com a sequência incompleta (Tb-e) sem a base arenosa maciça (Ta).

Essa sequência de fácies ocorre em correntes de turbidez de alta eficiência que geram os depósitos mais bem selecionados e de grande carga arenosa como está ilustrado na **Figura 13**



**Figura 13** – Padrão deposicional ideal para uma corrente de turbidez de alta eficiência.

(Modificado de MUTTI et al. (1999))

## 6.2 Perfilagem Geofísica: Conceitos e Aplicação

Os Perfis geofísicos são uma forma de registro, em função da profundidade, de propriedades de uma rocha, sendo que existem diversos tipos de perfis empregados para as mais distintas áreas, dando destaque para à sua utilização na prospecção petrolífera. Todos eles têm como finalidade analisar as propriedades físicas das rochas, entre elas, propriedades elétricas, acústicas e radioativas, e essa análise acontece durante ou após a perfuração de poços.

Quando se trata de perfilagem na indústria do petróleo, o uso desta ferramenta na obtenção de informações de natureza geológica apresenta grande importância, como na diminuição dos erros, na obtenção dos dados num curto espaço de tempo e no baixo custo. Mas apesar das vantagens, é necessário salientar que não se deve desprezar a rocha em função do perfil, mas realizar uma conjunção de ambos.

Os perfis descritos a seguir são os mesmos que estão presentes nos poços deste trabalho, e são: Raio Gama (GR), Indução (ILD), Sônico (DT), Porosidade Neutrão (NPHI), Densidade (RHOB).

## 6.3 Perfis Geofísicos

### 6.3.1.1 Perfil de Raio Gama (GR)

O perfil de Raio Gama é uma ferramenta que permite quantificar a radioatividade natural das rochas, sendo um dos mais usados na correlação rocha-perfil de poços. Ele permite que seja feita uma distinção entre folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos. Algumas rochas não argilosas, enriquecidas por minerais ou fluidos radioativos, podem afetar a leitura, confundindo o intérprete. O padrão de variação da forma e do traçado do perfil reflete, normalmente, as variações litológicas dos pacotes rochosos expressando os principais padrões de eletrofácies (SERRA, 1985).

A unidade de medida é expressa em API (*American Petroleum Institute*), que é uma normalização das antigas unidades, para a medição da radioatividade de uma rocha que contém quantidades conhecidas de Urânio, Tório e Potássio.

### 6.3.1.2 Perfil de Indução (ILD)

O Perfil de Indução é semelhante ao perfil elétrico convencional, pois como o próprio nome já indica, o perfil elétrico-indução incorpora uma parte do perfil elétrico convencional (LLD), adicionando bobinas receptoras e transmissoras à ferramenta. Seu funcionamento consiste de um transmissor-oscilador que propaga um campo magnético, o qual induz uma corrente eletro-magnética nas formações. Essa corrente, por sua vez, gera um campo magnético que é detectado por uma bobina receptora acoplada a um amplificador. O sinal captado é proporcional a condutividade da formação. A unidade de medida desse perfil é expressa em ohms por metro ( $\Omega/m$ ), ohms por metro quadrado ( $\Omega/m^2$ ) ou simplesmente ohms.metro ( $\Omega m$ ).

### 6.3.1.3 Perfil Sônico (DT)

O Perfil Sônico é o registro de tempo do trânsito do sinal sonoro, das rochas que estão sendo atravessadas pelo poço. O funcionamento deste perfil está ligado a um transmissor que

emite pulsos sonoros que entram na formação e ativam os receptores acústicos, afastados 1 pé (0,3m) entre si, registrando os sinais recebidos pela formação. O tempo de trânsito do sinal sonoro, ao contrário da velocidade, é maior nos meios menos densos, sendo que ao se considerar duas rochas semelhantes, aquela que apresentar maior quantidade de líquido dentre seus poros (maior porosidade) apresentará um tempo de trânsito maior do que aquele de menor volume de fluidos (menos porosidade).

A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação, apresentada geralmente na escala de 140-40  $\mu\text{s}/\text{pé}$ .

A vantagem desse perfil é que ele estabelece uma relação direta entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha, e sua porosidade, quando não ocorre desmoronamento das paredes do poço, por causa disto deve ser usado junto ao caliper. No entanto, é preciso ficar atento em poços com diâmetro muito grande, quando o tempo de trânsito se apresenta elevado, porém não representa a porosidade da formação.

#### *6.3.1.4 Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)*

O perfil de neutrão mede o teor de hidrogênio contido nas formações, refletindo assim a porosidade. Segundo os conceitos de radioatividade os nêutrons são subpartículas desprovidas de massa e de carga semelhantes a hidrogênio. A forma de captação desse perfil é composta por uma fonte de nêutrons que emite um pulso de alta velocidade, de modo que os nêutrons rompem a eletrosfera e colidem diretamente com os núcleos dos elementos presentes nas rochas, perdendo mais energia ao se colidirem com átomos que apresentam seu mesmo tamanho, no caso o hidrogênio. A perda da energia pelos choques sucessivos faz com que o nêutron seja capturado pelo núcleo do átomo, fazendo com que o mesmo fique excitado e emita raio gama de alta energia; essa radioatividade induzida é então medida.

A leitura desse perfil é feita em percentuais de porosidade, crescendo da direita para a esquerda ficando entre -0,15 e 0,45.

Esse perfil é normalmente aplicado na quantificação da porosidade e na identificação qualitativa entre reservatórios preenchidos por óleo e gás. Pode ser também utilizado na identificação de litologias que possuam minerais argilosos. Ao ser combinado com o perfil de densidade, pode se tornar uma boa ferramenta de indicação litológica (RIDER, 1986).

#### 6.3.1.5 Perfil Densidade (RHOB)

O perfil de densidade é um registro que mostra as variações de densidade da rocha, incluindo matriz sólida e o fluido contido. A densidade das rochas é função de sua constituição mineralógica e do volume de poros, que pode conter fluido ou não. Para fazer a medição desse perfil emite-se um feixe de raio gama sobre a parede do poço que se choca com os elétrons da rocha, sendo que a ferramenta mede a atenuação que a rocha provoca no feixe. Em rochas densas a atenuação é muito alta, de modo que pouco é refletido para a medição da ferramenta gerando altos valores de densidade. A densidade varia de 2 a 3 g/cm<sup>3</sup>.

Usado de modo quantitativo, esse perfil permite calcular a porosidade da rocha e a impedância acústica, e qualitativamente também é usado como indicador litológico (RIDER, 1986).

### 6.4 Mapas de Atributo Sísmico: Conceito e Aplicação

Segundo Brow (1996) um atributo sísmico é necessariamente obtido a partir de uma informação sísmica básica de amplitude, sendo que os atributos relacionados aos horizontes estratigráficos ou a uma determinada formação são independentes, entre si, apenas refletindo diferentes formas de se expressar e estudar uma quantidade limitada de informações geológicas básicas geradas no *wavelet*. Essas informações são: o tempo, a amplitude, a frequência e a atenuação, e compõem a base para a classificação dos atributos.

A amplitude sísmica pode estar associada ao desvio de uma partícula do meio em relação ao seu ponto de equilíbrio durante a passagem de uma onda sísmica, e relaciona-se com a energia transportada pela onda ao atingir uma interface caracterizada por um contraste de impedância acústica, que é definida como sendo o produto da densidade deste meio pela velocidade intervalar do mesmo.

### 6.5 Análise Petrofísica

O Campo de Namorado é um dos primeiros campos gigantes produtores de hidrocarbonetos descobertos na Bacia de Campos no Rio de Janeiro e após muitos estudos realizados sobre este campo, poucas informações petrofísicas foram publicadas e estão

disponíveis na literatura. O detalhamento de seus principais níveis reservatório permite a caracterização física dos mesmos, através dos cálculos petrofísicos e, com a sua integração com os dados estratigráficos e sísmicos, torna possível a geração de um modelo petrofísico 3D da Formação Namorado dentro dos limites do campo homônimo.

Um reservatório é considerado caracterizado petrofisicamente quando são calculados alguns de seus atributos físicos como o volume de argila (Vsh), porosidade ( $\phi$ ), areia total, areia petrolífera e saturação de água (Sw), entre outros.

O cálculo de volume de argila (Vsh) permite visualizar a quantidade de argila que está contida naquele intervalo, não incluindo, portanto a argila intersticial e autigênica. A porosidade ( $\phi$ ) é a porcentagem de vazios que estão presentes na rocha dentro do nível reservatório. Areia total representa o conteúdo de areia efetivamente reservatório e areia petrolífera é a quantidade desta areia saturada em hidrocarbonetos.

A saturação de água (Sw) representa a porcentagem do volume de poros do reservatório que estão preenchidos por água, sendo que os poros que não estiverem preenchidos por água estão preenchidos por hidrocarbonetos.

Com esses cálculos realizados parte-se para os parâmetros de corte que são: valores de Vsh e Sw máximos de produção de um campo,  $\phi$  e resistividades mínimas de produção requeridas para um reservatório ser considerado economicamente viável.

## 7 BASE DE DADOS E MÉTODO

A base de dados compreende uma parte do acervo digital denominado “Campo Escola de Namorado”, fornecido pela ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, que compreendem 15 poços verticais (**Tabela 2**). Todos estes poços contêm registros de raio gama (GR), resistividade (*induction dual lateral log* - ILD), sônico (DT), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Esses registros foram utilizados para a correlação rocha-perfil, assim como outros dados, como a descrição de testemunhos e outros trabalhos como os de SOUZA (2005) e LIMA (2004) que fizeram análise e caracterização estratigráfica do Campo de Namorado.

Os dados foram carregados no *software* RECON, e após isto, foi feita uma análise das eletrofácies para cada poço. Posteriormente confeccionou-se 7 seções estratigráficas (**Figura 2**) sendo 3 de direção NW-SE e 4 de direção SW-NE a fim de correlacionar os poços para obter um mapeamento bidimensional e rastrear os vários níveis reservatórios.

A partir da compreensão da geometria dos níveis reservatório, foram feitas as interpretações sísmicas através de dados obtidos também do CD Campo Escola de Namorado que compreendem um conjunto de 251 linhas sísmicas 2D extraídas do volume sísmico 3D original, carregadas no SeisVision como um volume Pseudo-3D através da ferramenta SegyBinder, aplicativo do SeisVision no *software* Geographix.

Após a definição do modelo geológico, obteve-se mapas de atributos sísmicos. Nesta ordem de idéias foram selecionados os mapas de atributo sísmico mais representativo dos parâmetros de rocha do reservatório através da análise de gráficos cruzados (*crossplot*).

O tratamento e processamento dos dados digitais para os cálculos petrofísicos foram realizados com o *software* Geographix módulo “*prizm*” fornecido pela LANDMARK/GRAPHICS para a caracterização dos níveis reservatórios e construção do modelo petrofísico 3D do reservatório do Campo de Namorado.

Os métodos utilizados neste trabalho estão detalhados a seguir:

**Tabela 2.** Conjunto dos poços com os respectivos dados utilizados.

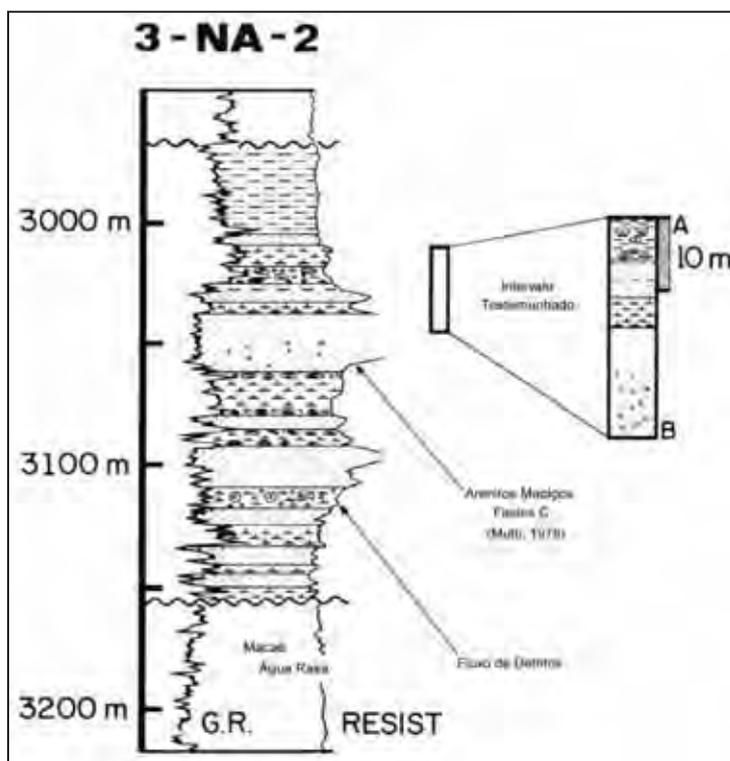
<b>Sigla do Poço</b>	<b>GR</b>	<b>ILD</b>	<b>DT</b>	<b>NPHI</b>	<b>RHOB</b>	<b>Intervalo (m)</b>
<b>7NA 7 RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	3025-3275
<b>3NA 5A RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2900-3100
<b>7NA 13A RJS</b>	OK	OK	OK		OK	2950-3135
<b>3NA 21B RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2930-3140
<b>7NA 11A RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	3000-3200
<b>4RJS 234 RJ</b>	OK	OK	OK	OK	OK	3150-3345
<b>3NA 2 RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2975-3200
<b>8NA 22 RJS</b>	OK	OK		OK	OK	3140-3270
<b>3NA 17A RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	3150-3340
<b>3NA 1A RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2950-3200
<b>1RJS 19 RJ</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2940-3120
<b>7NA 12 RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2970-3125
<b>4RJS 42 RJ</b>	OK	OK	OK	OK	OK	3000-3225
<b>3NA 4 RJS</b>	OK	OK	OK	OK	OK	2950-3150
<b>3NA 3 RJS</b>	OK		OK		OK	3100-3210

## 7.1 Interpretação Estratigráfica

A análise estratigráfica dos níveis reservatório do Campo de Namorado foi realizada em duas etapas. A primeira delas consiste na análise das informações 1D obtidas a partir dos perfis compostos com as curvas de raio gama (GR), Indução (ILD), sônico (DT), densidade total (RHOB) e porosidade neutrão (NPHI). A segunda etapa consistiu da correlação e o rastreamento dos níveis reservatório turbidíticos por meio da construção de seções estratigráficas ao longo de todo o campo.

Na primeira etapa 15 poços e seus respectivos perfis foram analisados. Dados de descrições de testemunhos disponíveis na literatura também foram utilizados para a calibração dos perfis como é apresentado na **Figura 14**, no qual Guardado *et al.* (1989) considera o perfil elétrico do poço 3NA 2 RJS do Campo de Namorado, como sendo típico de um reservatório produtor.

**Figura 14** - Perfis elétricos dos reservatórios turbidíticos da sequência hemipelágica, Campo de Namorado.

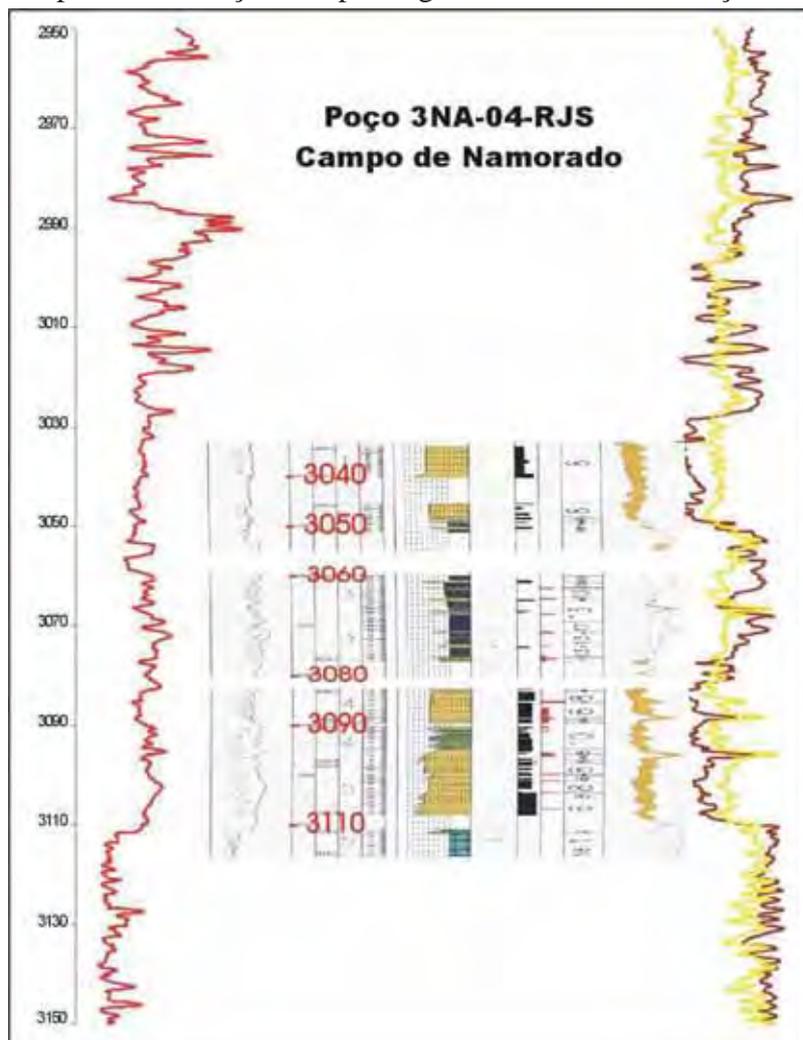


(Fonte: Modificado de GUARDADO *et al.* (1989))

O estabelecimento de uma correlação entre rocha e perfil permitiu reconhecer as diversas repostas dos perfis frente a cada tipo litológico, tornando possível o estabelecimento do topo e da base, do intervalo de estudo, das fácies reservatório e não reservatório. O topo do reservatório é delimitado por uma rocha selante que apresenta uma feição positiva na curva de raio gama bastante acentuada. A base é definida pela diminuição nos valores de raio gama principalmente pelo aumento brusco e pela permanência dos altos valores de densidade, que reflete o contato abrupto entre os arenitos da Formação Namorado e os calcários da Formação Quissamã.

Lima (2004) realizou uma calibração dos perfis geofísicos com descrições de testemunhos de intervalos específicos (**Figura 15**), com os quais é possível estabelecer uma relação entre o comportamento das curvas de raio gama (GR), densidade (RHOB) e Porosidade neutrão (NPHI) com o tipo de litologia.

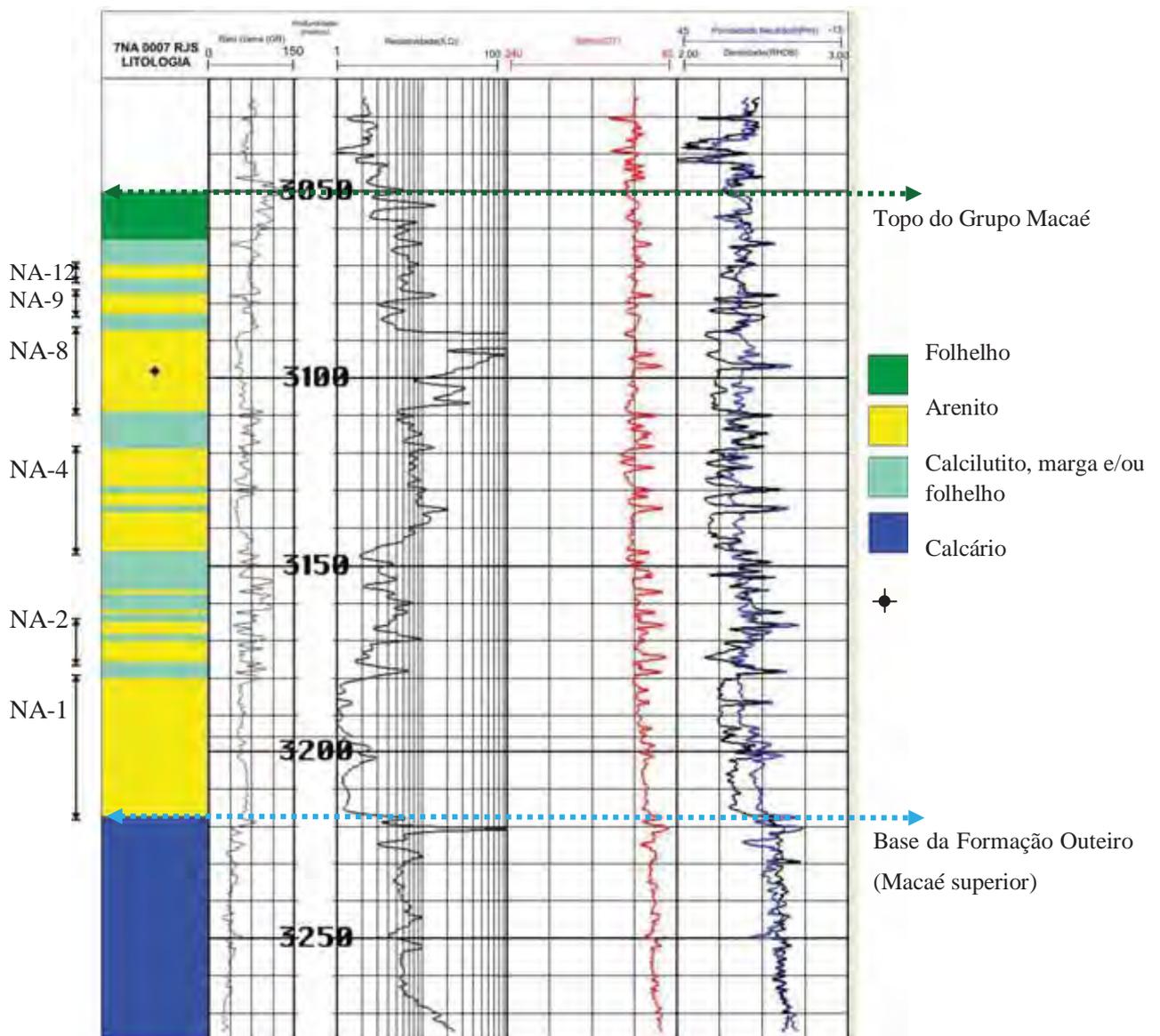
**Figura 15** - Exemplo de calibração dos perfis geofísicos com a descrição dos testemunhos.



(Fonte: LIMA, (2004)).

Um exemplo de como se procedeu para a identificação das litofácies neste trabalho pode ser observado na **Figura 16**, onde é representado o perfil composto e litofaciológico interpretado a partir das curvas do poço 7NA 7 RJS. Neste poço foi possível delimitar o topo e a base do pacote que compreende a Formação Namorado, com alguns de seus níveis reservatório além de determinar as litologias que estão presentes ao longo deste intervalo. Esses níveis reservatório foram denominados como “NA” e enumerados de 1 a 12, do topo para a base como pode ser visto no perfil faciológico do poço 7NA 7 RJS, seguindo a sequência de deposição dos turbidítos, indo do mais antigo para o mais recente. (**Figura 16**)

**Figura 16** - Perfil litofaciológico sequencial do poço 7NA 7 RJS mostrando alguns dos níveis reservatório.



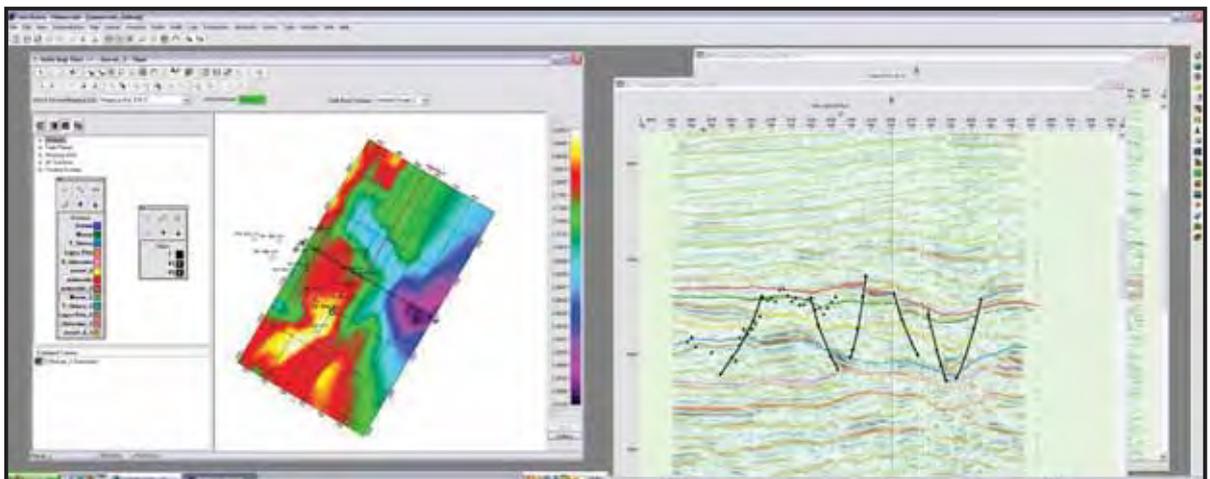
Na segunda etapa foram elaboradas 9 seções estratigráficas (Figura 2), sendo 7 delas com o datum no topo do Grupo Macaé e outras 2 utilizando o nível do mar como datum, para a correlação e rastreamento bidimensional dos níveis reservatório que cortam todo o campo de norte a sul e comparação com as interpretações sísmicas. A escolha do datum como o topo do Grupo Macaé, que é o marco radioativo que corresponde a uma superfície de inundação máxima, foi feita devido à assinatura características em todos os poços e ao menor caráter diácrono que as discordâncias apresentam, pois elas podem envolver expressivos períodos de exposição subaérea e/ou longos eventos de erosão. Esse marco estratigráfico é composto por folhelhos radioativos, com intercalações subordinadas de margas e calcilitos, com espessura média de 20 metros.

Na tentativa de cobrir o máximo de definição do campo com essa correlação lateral foi possível estabelecer a continuidade dos níveis arenosos turbidíticos da Formação Namorado e também conhecer como eles se comportam, como são as suas terminações, as variações laterais das espessuras, ao longo do campo.

## 7.2 Calibração e Interpretação sísmica

Baseado nos dados de topo e base dos níveis reservatório, obtidos com a interpretação e correlação estratigráfica, foram realizados cálculos para a conversão tempo em profundidade que permitiram as calibrações dos topos estratigráficos sobre o dado sísmico (Figura 17).

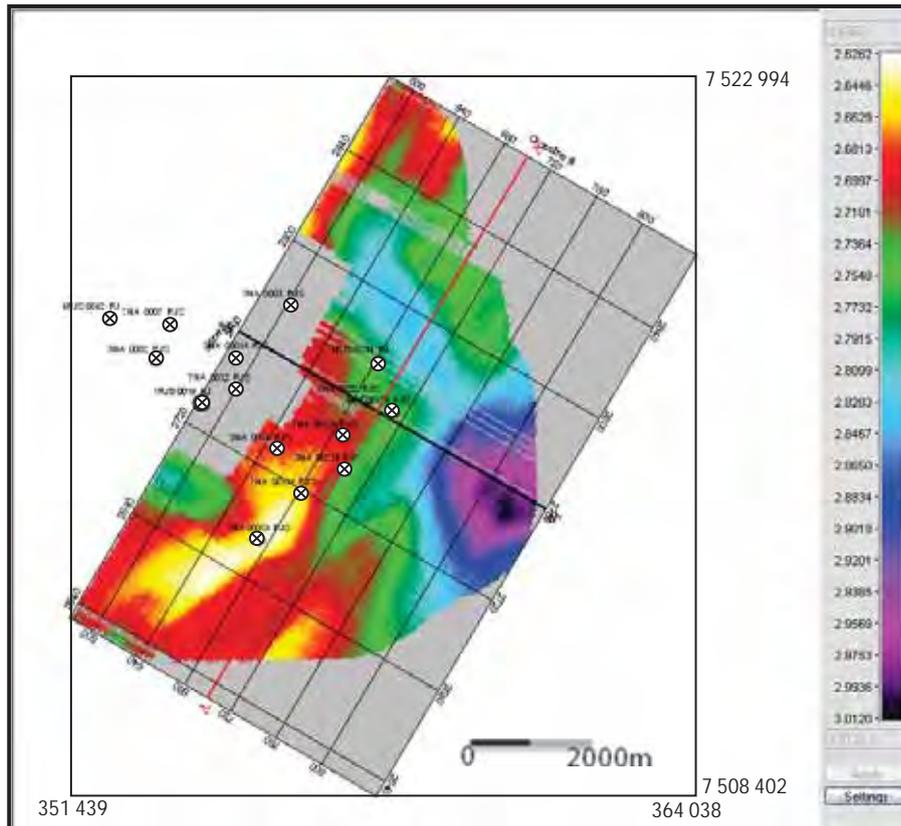
**Figura 17** - Interface do *software* Geographix utilizados para a realização das intepretações sísmicas do volume e para o carregamento dos poços.



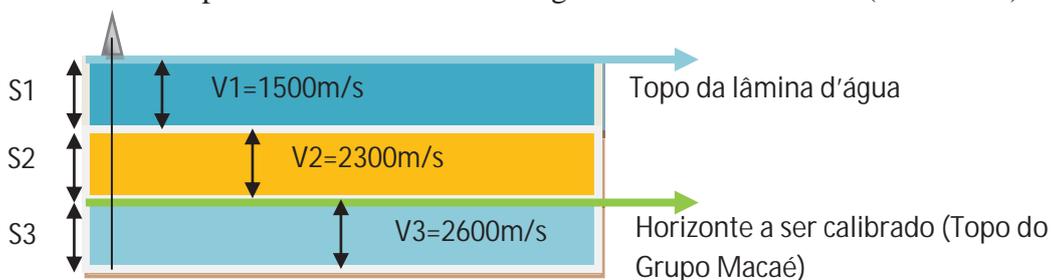
O cubo ou volume sísmico que representa a amostra do dado sísmico está localizado na porção sudeste do Campo de Namorado como por ser visto na **Figura 18**.

As velocidades intervalares consideradas nos cálculos abaixo são obtidas com base nos dados da literatura e se apresentam como um consenso para a média das velocidades nesses pacotes de sedimentos na Bacia de Campos.

**Figura 18** - Mapa com a localização do volume sísmico em relação aos poços do Campo de Namorado mostrando a superfície do topo do Grupo Macaé.



A primeira etapa das calibrações iniciou-se com as conversões de tempo em profundidade através dos cálculos das velocidades intervalares (**Figura 19**) para que possibilitasse o mapeamento dos níveis estratigráficos do reservatório (horizontes) em tempo.



**Figura 19** - Esquema mostrando a variação das velocidades de acordo com a mudança dos materiais.

Na **Figura 19** estão expressos:

V1: Velocidade intervalar da coluna d'água

V2: Velocidade intervalar dos sedimentos pós-Grupo Macaé

V3: Velocidade intervalar dos sedimentos do Grupo Macaé

$V1 = S1/T1.2$ , onde S1 é a profundidade da lâmina d'água no respectivo poço;

$V2 = S2/T2.2$ , onde S2 é a trecho entre o fundo do mar e a base dos sedimentos que estão acima dos sedimentos do Grupo Macaé;

$V3 = S3/T3.2$ , onde S3 é o trecho entre o topo e a base dos sedimentos que compreendem o pacote sedimentar do Grupo Macaé;

O tempo de trânsito de uma onda, na sísmica de reflexão, é duas vezes o tempo de viagem.

Com a identificação dos horizontes representativos, são feitas as calibrações de um máximo de poços que estavam cobrindo o volume sísmico, determinando o refletor a ser seguido e interpretando os horizontes para se obter as características geométricas do Campo de Namorado

### **7.3 Correlação rocha x sísmica**

Para estabelecer a correlação entre a rocha e o atributo sísmico, foi medida a amplitude máxima positiva e negativa de cada horizonte mapeado no volume sísmico e em seguida coletados os valores de raio gama (GR), resistividade (ILD), porosidade neutrão (NPHI) e densidade (RHOB) na altura desses mesmos horizontes e nos poços onde foi feita a calibração e conversão tempo x profundidade. Esses valores são comparados através de um gráfico de dispersão e então são determinadas as características da rocha que se relacionam as características sísmicas. Essa etapa é uma complementação para a etapa de interpretação dos mapas de atributo sísmicos.

### **7.4 Mapas de atributo sísmico**

Os mapas de atributos sísmicos foram gerados a partir dos horizontes obtidos com as interpretações sísmicas. Foi considerada uma faixa de abrangência de 45 ms e 100 ms e entre

dois horizontes. A ferramenta utilizada foi o software Geographix na interface *SeisVision*. Como resultado obteve-se os seguintes mapas: Média da amplitude negativa (*AvgTroughAmplitude*), Média da amplitude absoluta (*AvgAbsoluteAmplitude*), Amplitude absoluta total (*TotalAbsAmplitude*), Amplitude média (*MeanAmplitude*), Máximo da amplitude negativa (*MaxTroughAmplitude*), Amplitude total (*TotalAmplitud*) e Média da energia (*AvgEnergy*).

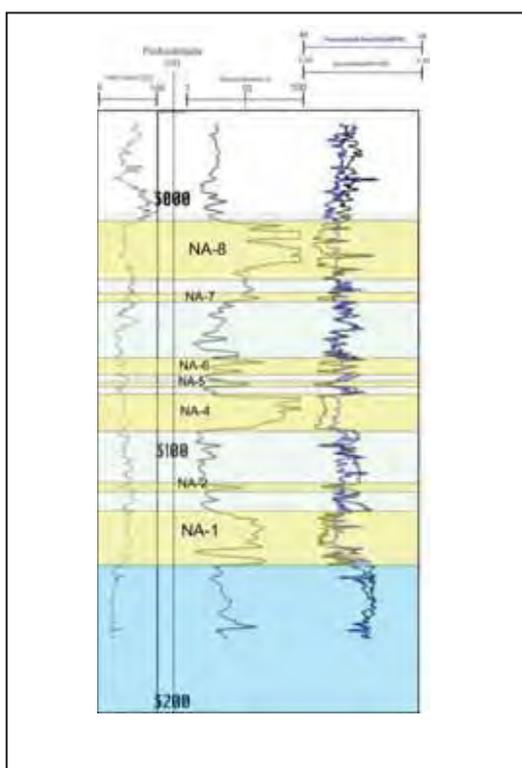
Os horizontes sobre os quais foram aplicados os mapas de atributos são: Topo do Grupo Macaé, Topo da Formação Quissamã e topo dos evaporitos.

## 7.5 Cálculos petrofísicos

Sobre os perfis de 15 poços verticais (**Tabela 2**) foram realizados os cálculos petrofísicos. Os mesmos estão distribuídos ao longo da área de estudo, abrangendo de forma homogênea todos os domínios do Campo de Namorado.

O cálculo foi baseado no uso dos registros de Raio Gama (GR), resistividade (ILD), sônico (DT), densidade (RHOB), neutrão (NPHI), e as interpretações estratigráficas e sísmicas ao longo dos intervalos contidos nos 12 níveis reservatórios identificados como NA (1 a 12). Na **Figura 20** está ilustrado o poço 7NA 12 RJS com alguns dos níveis reservatório onde foi aplicado os cálculos petrofísicos

**Figura 20** - Poço 7NA12 RJS com os níveis reservatório delimitados



O tratamento e o processamento dos dados digitais, tais como a construção dos gráficos e do modelo geológico/geofísico e do modelo petrofísico 3D foram feitas com o *software* Geographix módulo “*prizm*” possibilitando assim a caracterização do reservatório.

Os valores das densidades das matrizes da rocha reservatório ( $\rho_{ma}$ ) foram calculados para cada poço através da seguinte equação:

$$\rho_{ma} = \phi_{fluido} - \rho_{log} / (\phi - 1)$$

Este trabalho considera a seguinte condição para a determinação das matrizes:

$$\rho_{ma} \leq 2,45 = \text{folhelho}$$

$$\rho_{ma} \geq 2,45 \leq 2,65 = \text{arenito}$$

$$\rho_{ma} \geq 2,65 \leq 2,72 = \text{carbonato}$$

O método de análise petrofísica se iniciou com os cálculos de Volume de argila (Vsh), porosidade a partir do registro de densidade (PHID), porosidade a partir do registro de neutrão (NPFI), porosidade média (PHIA) calculada a partir das medidas dos registros PHID e NPFI, porosidade efetiva (PHIE), Areia total, Saturação de água ( $S_w$ ) e óleo ( $S_o$ ) usando as equações de Archie para os modelos de saturação de água, considerando que as porosidades calculadas estão na faixa de 20 a 30%.

O volume de argila foi calculado utilizando os registros de raio gama (GR), tendo como base a seguinte equação:

$$Vsh = 1 - (GR_{folhelho} - GR_{lido}) / (GR_{folhelho} - GR_{arenito})$$

Os valores de areia total foram obtidos usando os valores de Vsh de acordo com a equação:

$$\text{Areia total} = 1 - Vsh$$

Os valores de porosidade ( $\phi$ ) foram obtidos através do registro de porosidade neutrão (NPFI) sendo coletados em cada poço e em cada nível reservatório ao longo do poço. A

porosidade também foi calculada através dos valores do registro do perfil de densidade (RHOB), utilizando a seguinte equação:

$$PHID = (\rho_m - RHOB) / (\rho_m - \rho_{fluido})$$

Onde:  $\rho_{ma}$  – densidade da matriz; RHOB – registro de densidade do poço;  $\rho_{fluido}$  – densidade do fluido;

Os valores de porosidade média (PHIA) foram calculados através do registro de neutrão (NPHI) e PHID através da equação:

$$PHIA = (NPHI + PHID) / 2$$

Os valores de PHIE, porosidade efetiva, foram calculados com base nos valores de PHIA e Vsh pela equação:

$$PHIE = PHIA * (1 - Vsh)$$

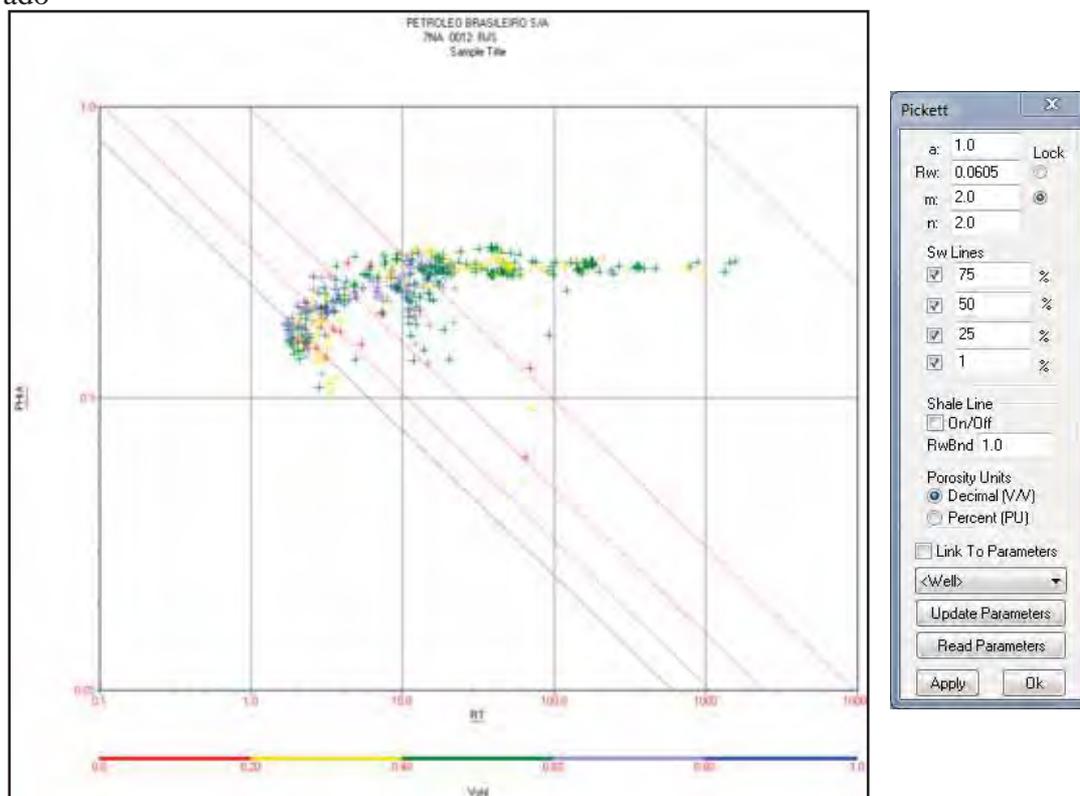
Para o “Arenito Namorado” ou Formação Namorado foi considerado o valor de água de formação ( $R_w$ ) caracterizado por VASQUEZ (2000) que assume para o mesmo nível, mas no campo de Albacora um valor de 100.000ppm de NaCl a 25°C. A partir dessa informação e do cálculo de gradiente geotérmico (0,036198°C/m) do Campo de Namorado no poço 7NA 11A RJS (236°F a 3130m), obteve-se um  $R_w$  médio para os níveis de 0,027Ohm\_m@25°C o qual ajustado com o Pickett Plot é de 0,0605 Ohm\_m@25°C (**Figura 21**).

O valor do coeficiente de tortuosidade ( $a$ ) e o coeficiente de cimentação ( $m$ ) utilizados para os cálculos foram 1 e 2 respectivamente, considerando os valores já contidos nos parâmetros do *software* Geographix e o fato de que representam uma média mundial dos valores utilizados para os reservatórios arenosos.

Para o cálculo de saturação de água ( $S_w$ ) proposto por Archie, foi considerado o expoente de saturação ( $n$ ) igual a 2:

$$S_w = \sqrt{(R_w / (ILD * PHIA^2))}$$

**Figura 21** – *Pickett Plott* para o ajuste de  $R_w$  nos níveis reservatórios do Campo de Namorado



Como exercício, foram calculados também os parâmetros de corte com base nos níveis reservatórios do poço 7NA 12 RJS com o intuito de testar uma ferramenta que avalia a possibilidade desses reservatórios serem economicamente viáveis, a fim de subsidiar futuras avaliações por empresas com interesse de produzir nesses níveis.

O primeiro parâmetro a ser determinado foi à saturação de água máxima e a saturação de água irreductível de produção do reservatório, através de um gráfico de resistividade versus saturação de água ( $ILD \times Sw$ ).

O valor de resistividade mínima de produção foi estabelecido em  $12\Omega m$  com base nos valores de resistividade coletados ao longo de todos os níveis do poço 7NA 12 RJS produtor de petróleo no nível NA-1, NA-4 e NA-8.

Com o valor de  $Sw$  máximo calculado determinou-se o  $Vsh$  máximo para a produção do reservatório através do gráfico de volume de argila versus saturação de água ( $Vsh \times Sw$ ). Segundo o *trend* de valores principais rebateu-se o valor de  $Sw$  e obteve-se na ordenada o valor de  $Vsh$ .

E por fim, com o valor de Vsh definido estima-se a porosidade mínima necessária para a produção com a análise do trend dos pontos do gráfico de porosidade versus volume de argila (NPHI x Vsh).

## **7.6 Integração dos dados e construção do modelo petrofísico 3D**

Após a construção do modelo geológico com as correlações e construção das seções estratigráficas, as interpretações sísmicas e dos cálculos petrofísicos, foi realizada a interpretação desses dados e com o uso do software RECON e Surfer® definindo o modelo petrofísico através da sobreposição de mapas e superfícies do topo dos níveis reservatório formados pelo “Arenito Namorado” dentro do Campo de Namorado para os três principais níveis: NA-1, NA-4 e NA-8.

## **8 RESULTADOS**

### **8.1 Análise Estratigráfica**

Os arenitos turbidíticos da Formação Namorado são pertencentes à Formação Outeiro do Grupo Macaé (Macaé Superior) que se apresentam intercalados de forma ritmica aos calcilitos, margas e folhelhos depositados durante o Mesoalbiano e o Cenomaniano. Eles estão dispostos de modo discordante sobre a sequência carbonática da porção inferior do Grupo Macaé correspondente a Formação Quissamã (Eo a Mesoalbiana) que são carbonatos de plataforma e periplatforma representando um ambiente nerítico raso segundo Dias-Brito (1982); Dias-Brito *et al.* (1986); Spadini *et al.* (1988).

Dias *et al.* (1990) interpretou que a porção superior do Grupo Macaé e/ou porção basal do Grupo Campos, corresponde ao intervalo Neoalbiano/Neopaleoceno e é formado por uma sequência hemipelágica de folhelhos e algumas porções de calcilitos cimentados.

Após a análise 1D dos perfis geofísicos juntamente com a correlação entre a rocha e o perfil e após a construção das 9 seções estratigráficas (**APÊNDICE A**) foram interpretados 12 níveis reservatório.

Esses níveis reservatórios representam fácies compostas de arenitos grossos amalgamados, arenitos médios gradados e em alguns locais compostos de arenitos e folhelhos interestratificados segundo interpretações e comparações com as descrições de testemunhos

feitas por Souza (2005) o que pode ser interpretado como turbiditos gerados por fluxos de turbidez de alta eficiência segundo Mutti (1992) e Mutti *et al.* (1999).

Os depósitos turbidíticos Albo-Cenomanianos que geraram os níveis reservatórios do Campo de Namorado foram classificados segundo Bruhn (1998); Bruhn *et al.* (2003) como sendo de “lobos confinados em calhas , ricos em cascalho e areia” (GSLc) e atribuiu a sua ocorrência a subsidência associada a falhas lítricas condicionadas por evaporitos Aptianos devido a erosão dos turbiditos de alta densidade

Observando as seções 1.1, 2.1 e 3.1 são possíveis identificar três grandes sequências deposicionais, interpretadas também por Lima (2004), que originaram duas zonas-reservatório principais compostas por um espesso e contínuo nível reservatório na base. A primeira grande sequência se inicia com um ciclo que originou a deposição do nível reservatório NA-1, e este está assentado, na maior parte do campo, sobre os calcários da Fm. Quissamã (Macaé Inferior) representando a primeira grande transgressão marinha.

Em seguida seguiram-se outros ciclos de menor intensidade (níveis NA-2 e NA-3) e que ocorrem de modo mais restrito e menos espesso ao longo do campo.

A segunda grande sequência se inicia com a deposição do espesso e contínuo nível reservatório NA-4 e em seguida seguem a sedimentação dos níveis NA-5, NA-6, NA-7. Esta é uma das principais zonas-reservatório do campo e isso pode ser observado pela resposta do perfil geofísico de resistividade nos poços 7NA 12 RJS e 3NA 4 RJS que mostram a presença potencial de hidrocarboneto.

A terceira e última sequência se inicia com a deposição do nível reservatório NA-8, uma importante zona-reservatório, e outros pulsos menos contínuos se seguem originando os níveis NA-9, NA-10, NA-11 e NA-12. Essa sequência é sobreposta pelos folhelhos do marco radioativo do topo do Grupo Macaé e/ou base do Grupo Campos.

Analisando separadamente cada uma das seções é possível constatar que a Seção 1 (*dip*) mostra como a espessura dos níveis-reservatórios varia em direção ao centro do campo se espessando nos poços 7NA 7 RJS e 7NA 12 RJS e afinando em alguns casos desaparecendo em direção a extremidade SE da seção. Outra seção que ilustra o espessamento dos níveis reservatórios em direção a parte central do campo é a Seção 2.1.

Consultando o **APÊNDICE A** é verificado o comportamento dos níveis reservatórios contidos nas Seções 4.1, 5.1, 5.2, 6.1, 7.1.

Na Seção 3.1 e 3.2 (*strike*) é possível observar como varia lateralmente os níveis-reservatórios na porção mais distal do campo, mostrando uma configuração de lobos canalizados. As Seções 4.1, 5.1 e 5.2 também mostram a variação lateral em diferentes alturas, sendo as duas primeiras mais proximais e as duas segundas intermediárias. A Seção 4.1 (*strike*) está localizada na porção mais proximal do campo e os níveis-reservatórios são mais confinados e espessos, uma vez que apresentam espessura razoável nos poços 3NA 2 RJS e 7NA 7 RJS e logo ao lado no poço 3NA 3 RJS esses níveis não estão mais presentes.

A Seção 5.1 e 5.2 (*strike*) mostra a variação lateral dos níveis reservatórios, ilustrando que em alguns locais do campo, existiam barreiras estruturais que interferiram na disposição dos corpos turbidíticos como é o caso do poço 8NA 22 RJS com o nível NA-1.

A Seção 6.1 (*dip*) mostra como é o comportamento dos níveis-reservatórios na extremidade ENE do campo, mostrando que nos poços a NW, como é o caso do 3NA 3RJS, os níveis estão ausentes indicando um fluxo mais canalizado nessa altura e nos demais poços mais a SE, estão presentes e pouco espessos devido ao espriamento dos lobos.

A Seção 7.1 (*dip*) mostra como é o comportamento dos níveis na extremidade WSW do campo. A configuração estrutural atual do topo desses reservatórios mostra que o poço 3NA 5A RJS, atualmente num alto estrutural, durante o período de deposição o mesmo estava no mesmo nível ou próximo dos demais possibilitando a deposição dos corpos turbidíticos e a formação de níveis-reservatórios.

SEÇÃO 1 : Seção Estratigráfica NW-SE e Correlação dos Níveis-reservatório do "Arenito Namorado"

SE

Datum

NW

3NA 21B RJS

3NA 4 RJS

7NA 12 RJS

7NA 7 RJS

4RJS 42 RJ

1415 m

1481 m

1676 m

1237 m

2953B

3009B

3053B

3109B

3153B

3209B

2953B

3009B

3053B

3109B

3153B

3209B

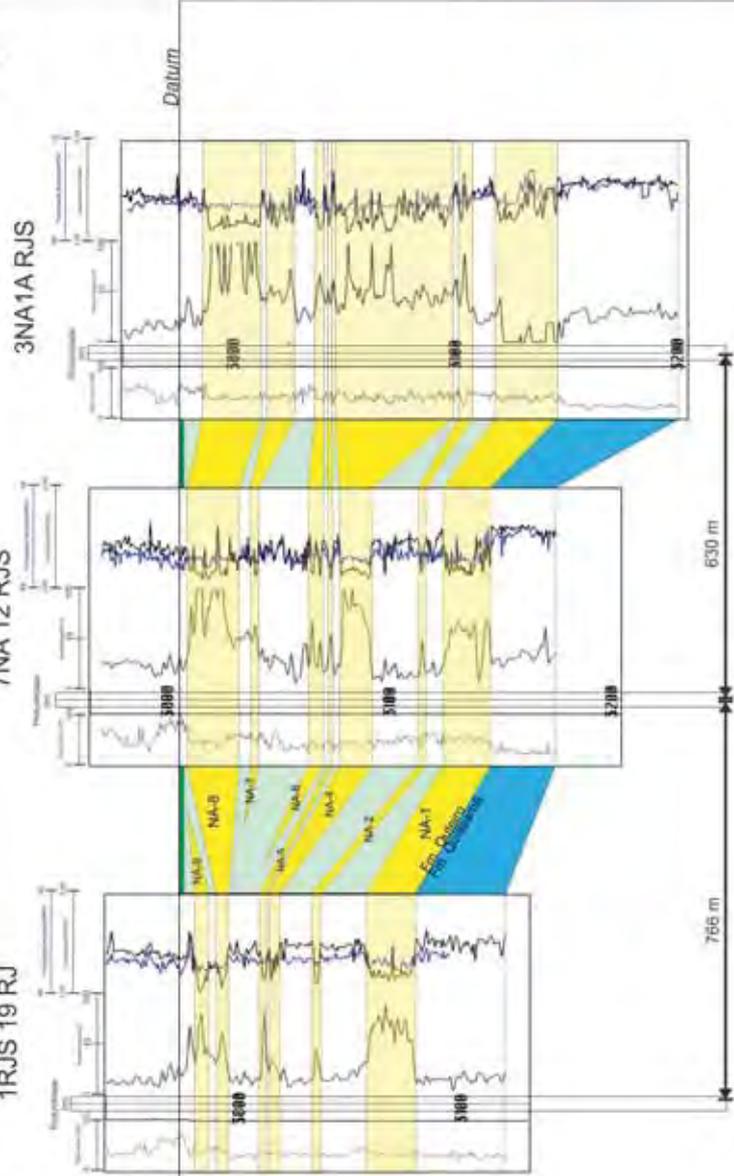
3009B

3053B

**SEÇÃO 2.1 : Seção Estratigráfica SW-NE e Correlação dos Níveis-reservatório do "Arenito Namorado"**

NE

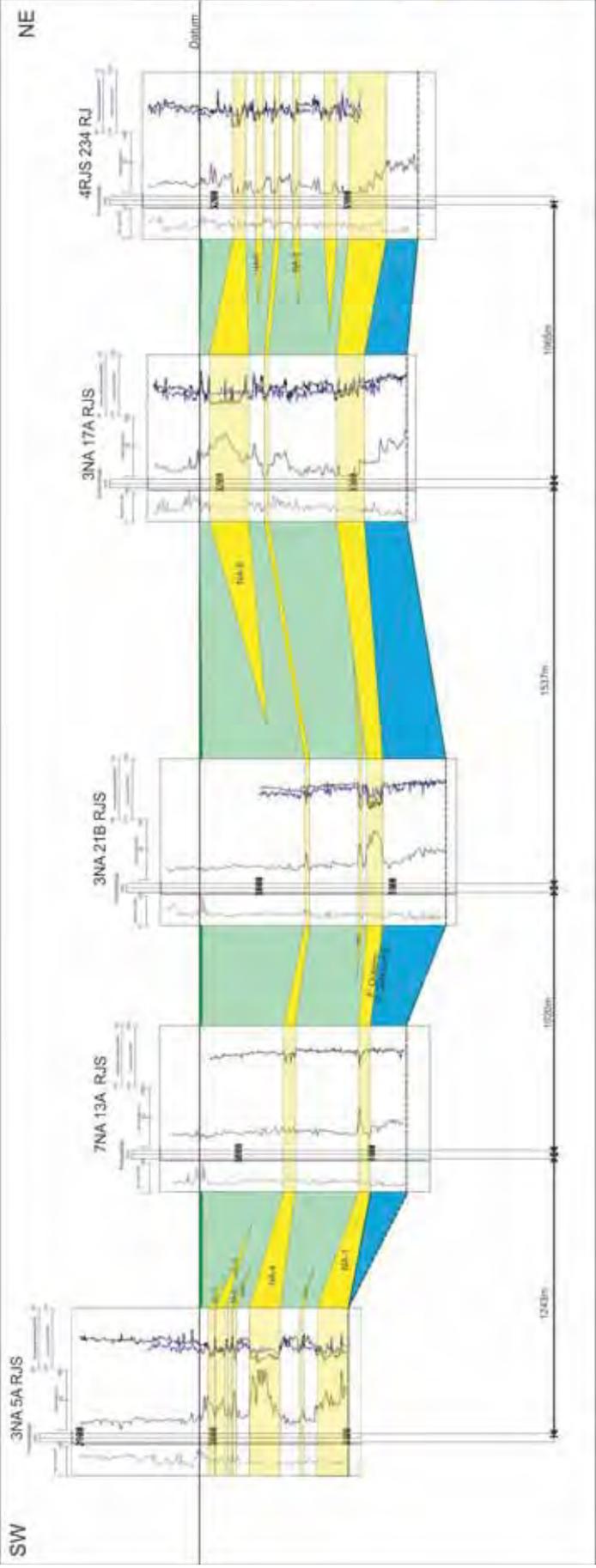
SW



- Folhelho (Muro estratigráfico (Topo do Gr. Maracá))
- Níveis-Reservatório "Arenito Namorado"
- Calciluto, Margas, Siltito e Folhelho (Facies não-reservatório)
- Calcário (Fm. Ouraém)
- Solento
- Facies Reservatório
- Facies não-reservatório
- Facies Reservatório

RAIO GAMA(GR) - API  
 NEURÔNI(NPHI) - %  
 DENSIDADE(RHOB) - g/cm<sup>3</sup>  
 RESISTIVIDADE(LLD) - Ohm

[NA-1] - Níveis-Reservatório  
 Datum - Topo do Grupo Maracá



## 8.2 Interpretação Sísmica

O volume sísmico, que representa a amostra do dado sísmico, está localizado na porção sudeste do Campo de Namorado. Em termos de dimensões, um cubo sísmico é composto de três vetores, os quais são: *crossline* que indica as seções *strike* (eixo x); *inline*, que representa o sentido *dip* de aquisição (eixo y); e o “time” tempo de chegada da onda na aquisição, indicando a profundidade (eixo z).

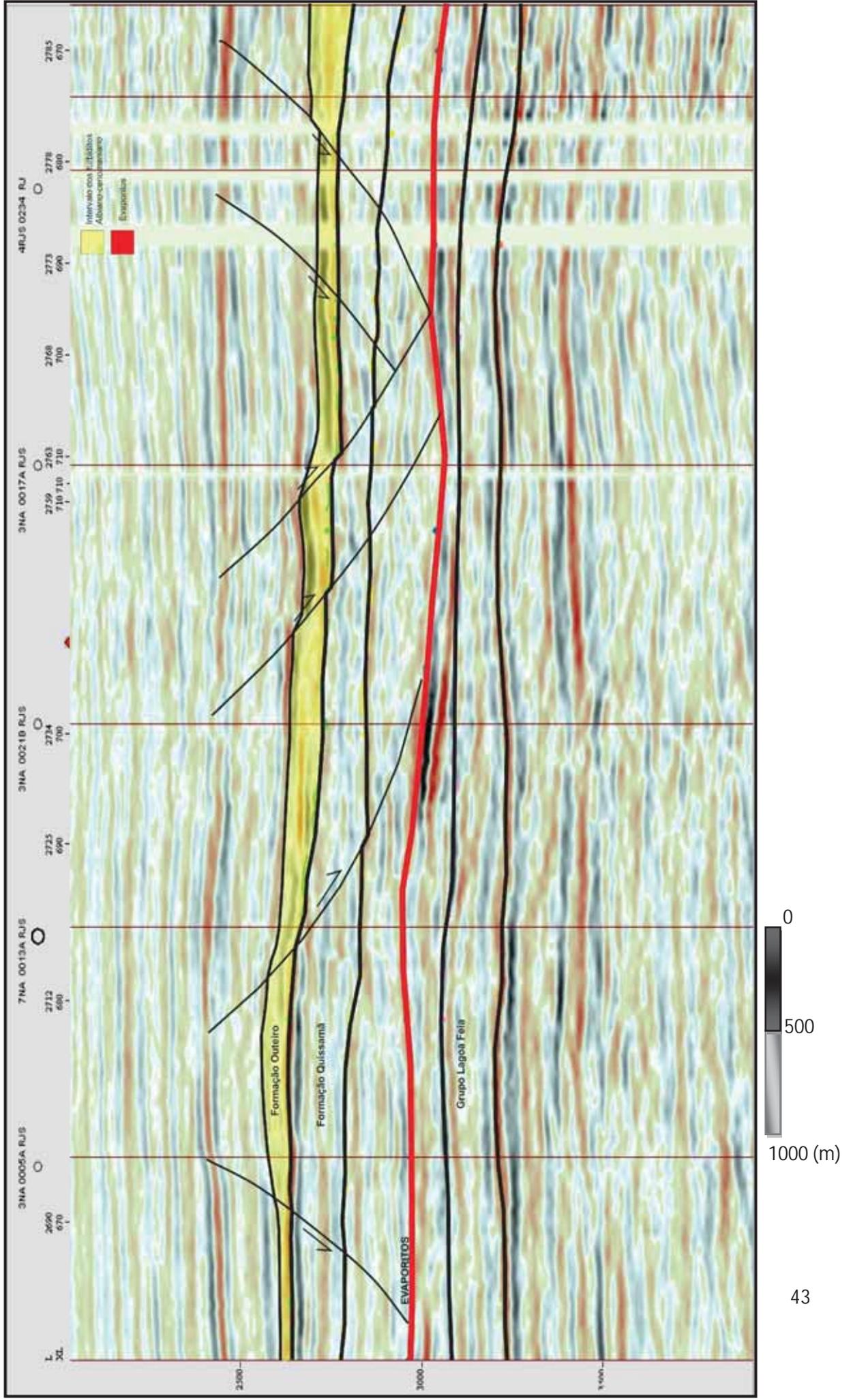
Foram interpretados 5 horizontes no volume sísmico, sendo que, dois deles representam o topo e a base do reservatório do Campo de Namorado e cronoestratigraficamente representam a base da Formação Quissamã (“Macaé Inferior”) e topo da Formação Outeiro e/ou Grupo Macaé (“Macaé Superior”) como pode ser visualizado nas linhas sísmicas presentes no **APÊNDICE B**.

O conjunto de falhas normais que são visíveis na linha sísmica da **Figura 22** e nas demais linhas contidas no **APÊNDICE B** apresentam lineamentos visíveis nos mapas de topo do Grupo Macaé (**Figura 23**) mostra um forte controle estrutural do campo tanto a sul como a ENE e WSW. Essas falhas normais apresentam direção NNE-SSW paralela ao *trend* regional da Bacia de Campos e WNW-ESE limitando lateralmente esses corpos e formando alguns altos estruturais ao longo do topo do reservatório.

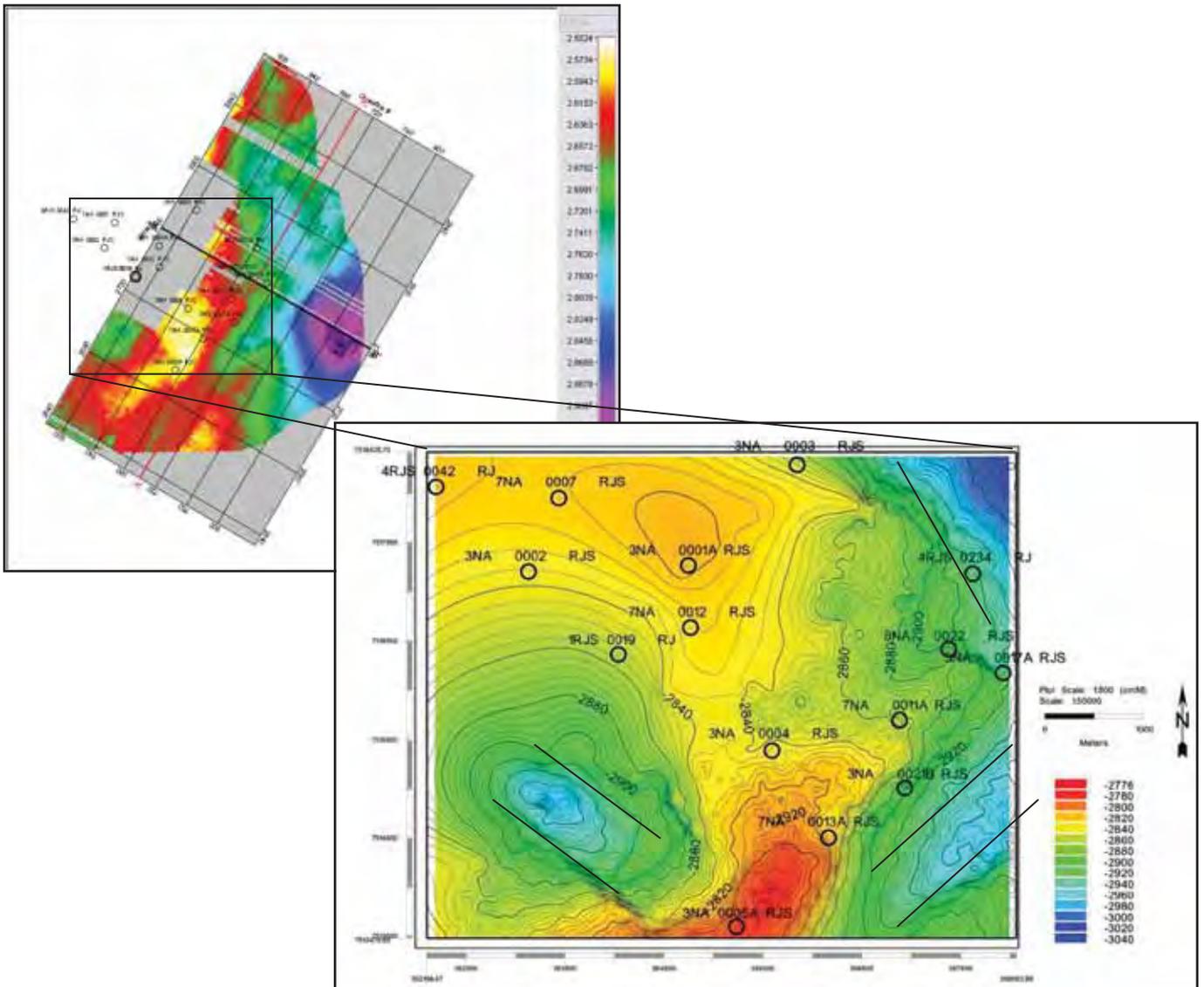
As Seções estratigráficas 3.2 e 5.2, que se encontram no **APÊNDICE A**, mostram uma comparação dos dados obtidos com a correlação estratigráfica e a interpretação sísmica. Na Seção 3.2 é possível observar que as falhas atuaram durante a deposição dos turbiditos na porção NE, ou seja, são sin-deposicionais, pois os níveis reservatório são mais espessos nesta porção do campo e somem ou afinam bruscamente à medida que se caminha para a porção central da seção. Na porção SW, as falhas são provavelmente posteriores à deposição dos turbiditos. No poço 3NA 5A RJS, que hoje se configura como um alto estrutural, durante a deposição dos níveis turbidíticos era um depocentro, sendo os níveis nessa região do campo, segundo a seção, espessos, e alguns deles estão presentes somente nas proximidades desse poço.

Na Seção 5.2 é possível observar que o afinamento de toda a sequência correspondente a Formação Outeiro, onde estão contidos os níveis reservatórios da Formação Namorado ou “Arenito Namorado” na direção NE, é devido a ação das falhas normais que provavelmente atuaram durante a deposição dos mesmos.

**Figura 22** - Linha sísmica arbitrária extraída do volume sísmico com os poços 3NA 5A RJS, 7NA 13A RJS, 7NA 21B RJS, 3NA 17A RJS, 3NA 21B RJS, 3NA 17A RJS, 4RJS 234 RJS, que fazem parte da Seção 3.1.



**Figura 23**– Mapa estrutural do topo do Grupo Macaé (topo do reservatório) gerado a partir do Pseudo-Volume sísmico no *software* Geographix e em seguida carregado no *software* RECON mostrando a direção dos planos de falha.



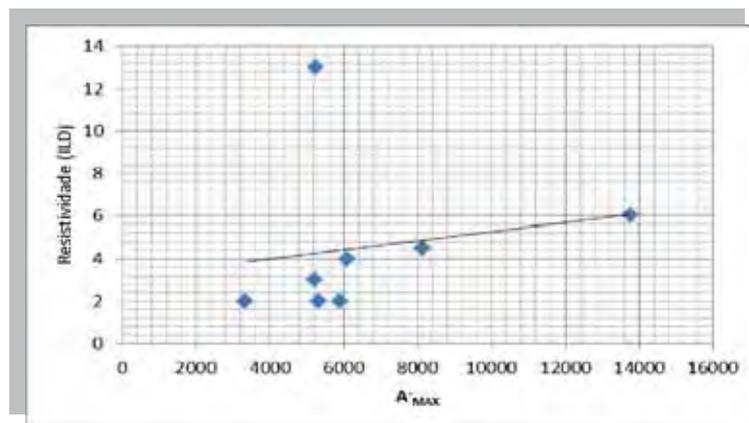
Pela configuração e distribuição dos níveis, a falha mais a NE atuou antes, configurando um alto estrutural no poço 8NA 22 RJS e fazendo com que o nível NA-1 que se formou com a primeira grande sequência, estivesse ausente. Com o passar do tempo e a formação do segundo plano de falha normal, o poço 8NA 22 RJS foi abatido formando então um depocentro que possibilitou a deposição de outras sequências turbidíticas e a formação de novos e espessos níveis reservatórios.

### 8.3 Mapas de Atributo Sísmico

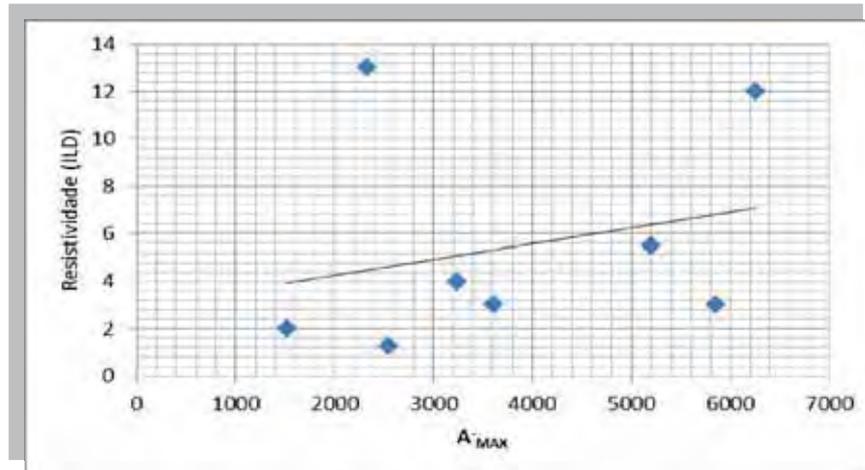
Os valores extremos de amplitude de reflexão, ou seja, o valor máximo positivo e o valor máximo negativo são denominados por  $A_{MAX}^+$  e  $A_{MAX}^-$ , respectivamente. Os poços amostrados são aqueles que estão locados dentro dos limites do volume sísmico e que estão listados na **Tabela 2**. As propriedades amostradas nos perfis dos poços foram, a resistividade (ILD), a porosidade neutrão (NPHI), e a densidade (RHOB).

As **Figuras 24, 25 e 26** mostram que para os valores de amplitude máxima negativa ( $A_{MAX}^-$ ) a propriedade que melhor responde é a resistividade. Isso porque, os valores de resistividade são diretamente proporcionais aos valores de amplitude máxima negativa ( $A_{MAX}^-$ ) mostrando que a medida que se aumenta os valores de  $A_{MAX}^-$ , maiores são os valores de resistividade. Na **Figura 27** os valores de ( $A_{MAX}^-$ ) são diretamente proporcionais aos valores de densidade. Os mapas de atributo escolhidos para representar essas características foram os de Média da amplitude negativa (*AvgTroughAmplitude*), Média da amplitude absoluta (*AvgAbsoluteAmplitude*), Amplitude absoluta total (*TotalAbsAmplitude*), Amplitude média (*MeanAmplitude*), Máxima amplitude negativa (*MaxTroughAmplitude*), Amplitude total (*TotalAmplitude*), Energia média (*AvgEnergy*).

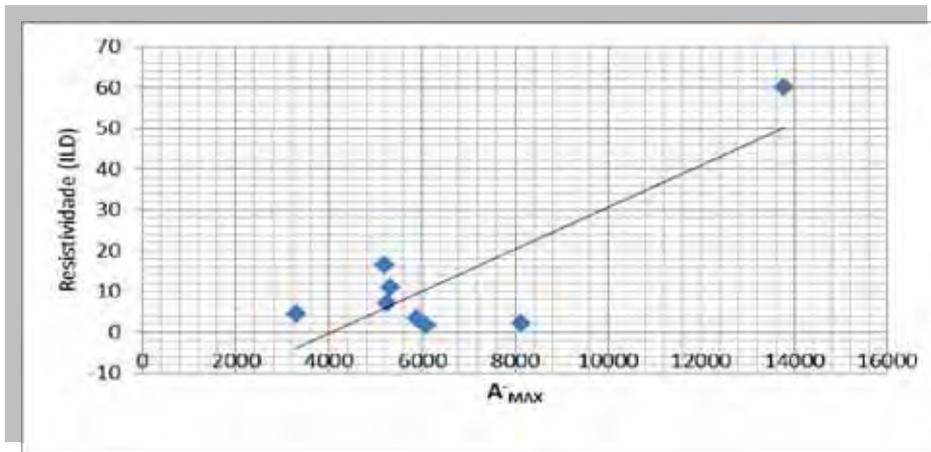
**Figura 23** – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Macaé.



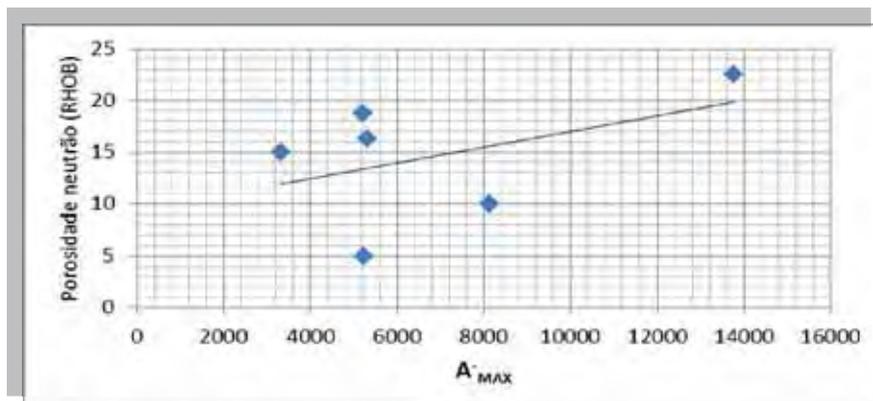
**Figura 25** – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo da Formação Quissamã e ou base da Formação Outeiro.



**Figura 26** – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de resistividade (ILD) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Lagoa Feia.



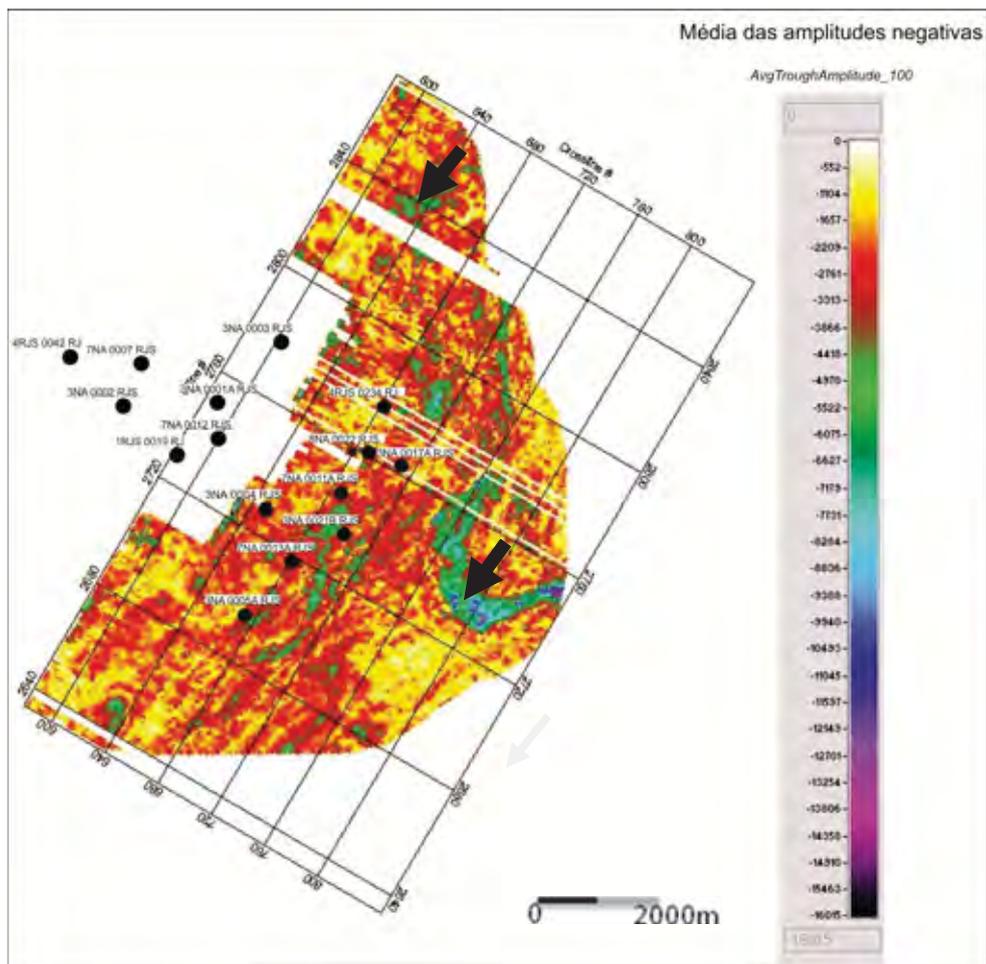
**Figura 27** – Gráfico com os valores de amplitude máxima negativa versus os valores de porosidade neutrão (RHOB) para os poços amostrados no horizonte que representa o topo do Grupo Lagoa Feia.



Os mapas de atributo selecionados para a análise do “Arenito Namorado” na porção sudeste do Campo de Namorado e nas regiões adjacentes, estão na **Figura 28** e também no **APENDICE C**, e devem ser consultados para o acompanhamento das discussões e conclusões como também devem ser levados em consideração durante a formulação do modelo petrofísico 3D, o objetivo deste trabalho.

Segundo o que pode ser observado no mapa da **Figura 28** que representa o atributo sísmico através da Média da Amplitude negativa (*AvgTroughAmplitude*) do horizonte sísmico do topo do Grupo Macaé, os valores anômalos estão na faixa de 6000 a 10000 na porção leste, nordeste e sul do mapa, como indicam as seta, localizadas próximas ao limite do Campo de produção de Namorado e também a sudeste já fora dos limites do campo.

**Figura 28** - Mapa de atributo sísmico – *AvgTroughAmplitude*, gerado a partir do horizonte do topo do Grupo Macaé



Nessas regiões estão contidos os maiores valores médios de amplitude negativa, e considerando o comportamento da curva do gráfico da **Figura 24**, essas são as regiões com os

maiores valores de resistividade. O mesmo ocorre no mapa de Amplitude absoluta (*AbsoluteAmplitude*), e Amplitude média (*MeanAmplitude*) que estão no **APÊNDICE C**

Para os mapas construídos com os valores de amplitude entre o topo do Grupo Macaé e a base da Formação Outeiro, onde estão contidos os arenitos da Formação Namorado, os maiores valores de amplitude estão localizados a nordeste e sul do campo. O mapa de Amplitude absoluta total (*TotalAbsAmplitude*) mostra os maiores valores num intervalo de 13000 a 20000, os quais se encontram próximos e em torno dos poços explorados, mas também estão presentes a sul do campo.

Se considerarmos que as ocorrências de hidrocarbonetos numa bacia estão relacionadas aos locais dela onde a resistividade é mais elevada (maior ou igual a  $20\Omega m$ ), essas anomalias podem ser consideradas regiões com potencial de presença de hidrocarbonetos. Levando-se em conta que o Campo de Namorado é portador de hidrocarbonetos situados dentro do intervalo considerado, e que os valores médios de amplitude negativa próxima aos poços são relativamente altos, pode-se concluir que as regiões anômalas, consideradas nesse mapa, apresentam um potencial para bom reservatório e podem se associar a áreas portadoras de hidrocarbonetos.

Essa técnica permite estabelecer uma relação entre os dados obtidos com a interpretação sísmica e as propriedades da rocha e/ou reservatório e juntamente com os dados petrofísicos, podem ajudar a emergir modelos para a caracterização de novas áreas no âmbito exploratório.

#### **8.4 Modelo Petrofísico 3D**

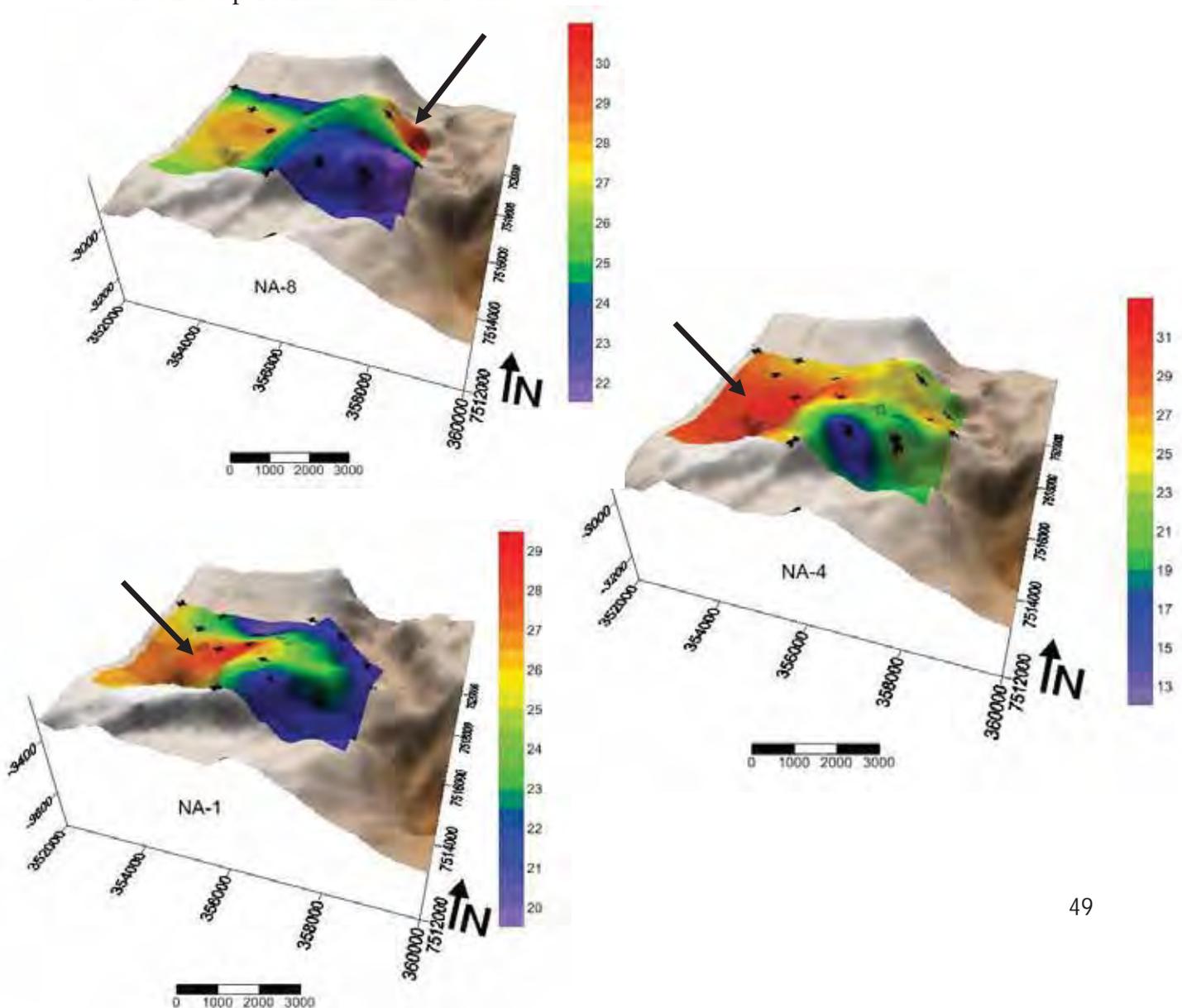
Para expressar os resultados obtidos com os cálculos petrofísicos e para a formulação dos modelos petrofísicos em 3D foram escolhidos os níveis NA-1, NA-4 e NA-8 que correspondem aos principais níveis das sequências estratigráficas 1, 2 e 3, e são de grande importância devido à significativa espessura e a grande continuidade lateral ao longo do Campo de Namorado. Esses mapas devem ser avaliados levando em consideração a extrapolação dos dados em alguns locais que pode ter ocorrido devido à ausência de dados em algumas regiões do campo. Os demais dados obtidos com os cálculos encontram-se no **APÊNDICE E**, e devem ser consultados para a análise dos resultados.

#### 8.4.1 Porosidade relativa (PHIA)

Na **Figura 29** é possível observar o comportamento da porosidade ao longo do Campo de Namorado sobre os topos estruturais dos níveis NA-1, NA-4 e NA-8. A porosidade média encontrada para o Campo de Namorado varia de 18 a 32% e está dentro da faixa proposta por Guardado *et al.* (1989).

Uma das características em comum ao comportamento da porosidade nos três mapas é que os locais com porosidade média mais elevada, ao longo do campo, se encontram próximo aos baixos estruturais indicando a presença de possíveis armadilhas e locais ainda não investigados com grande potencial para reservatório.

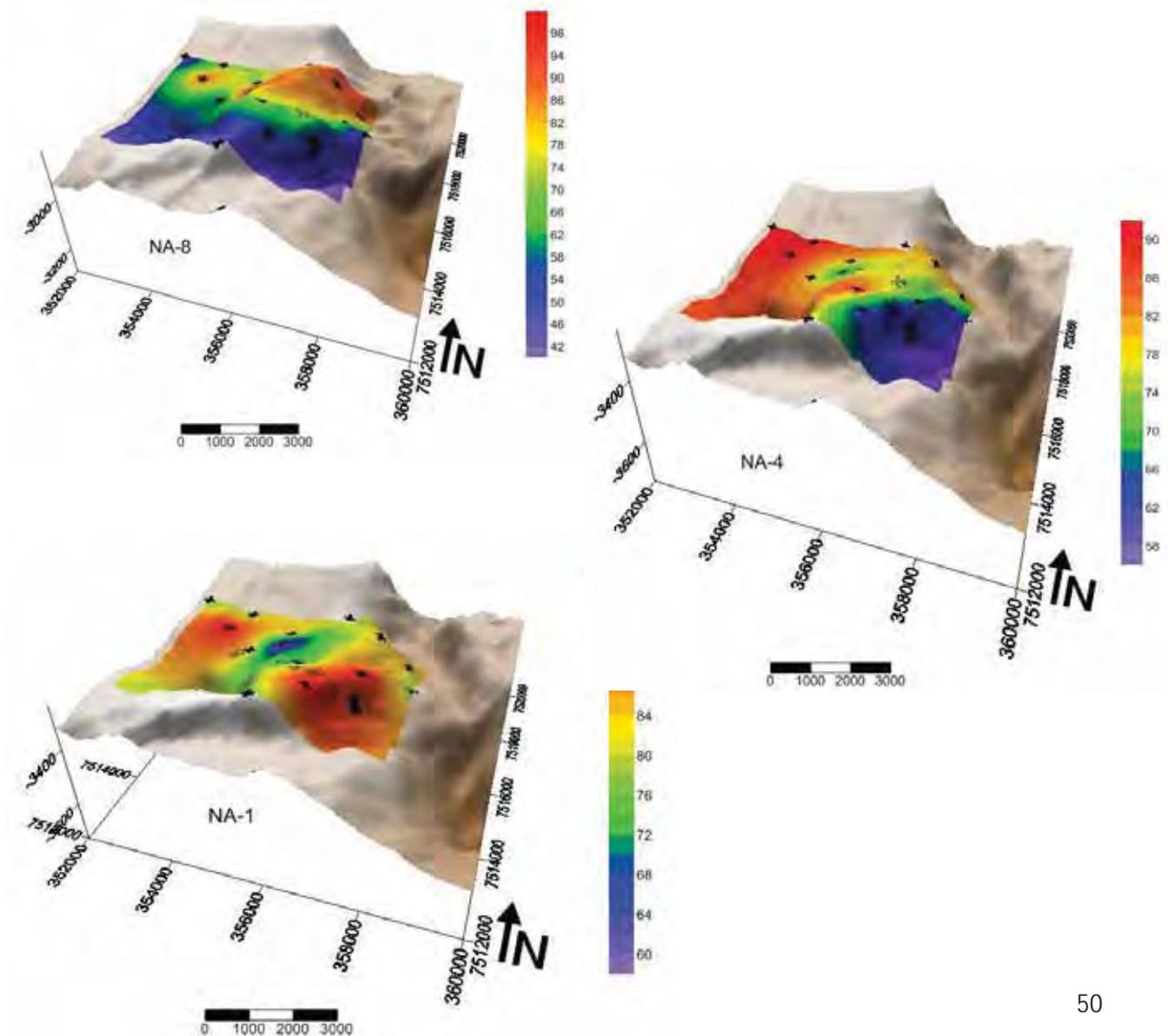
**Figura 29** – Modelos 3D do topo dos níveis NA-1, NA-4 e NA-8 mostrando a variação da porosidade média (PHIA) ao longo desses níveis reservatórios e indicando com as setas os locais onde a porosidade é mais elevada.



#### 8.4.2 Areia Total

Os mapas com as porcentagens de areia total sobrepostos aos topos estruturais dos níveis NA-1, NA-4 e NA-8, contidos nas **Figuras 30** mostram que a mesma, ao longo do campo, apresenta uma variação de 40 a 100%, sendo o nível NA-1, que apresenta os maiores valores, e que em grande parte desse nível os valores estão acima de 75% de areia mostrando uma certa homogeneidade na distribuição. No nível NA-4, os valores são maiores na porção proximal do campo como mostra a **Figura 30**. No nível NA-8 os valores de areia total são menores comparados aos dois outros níveis, e na maior parte do campo está abaixo de 70%.

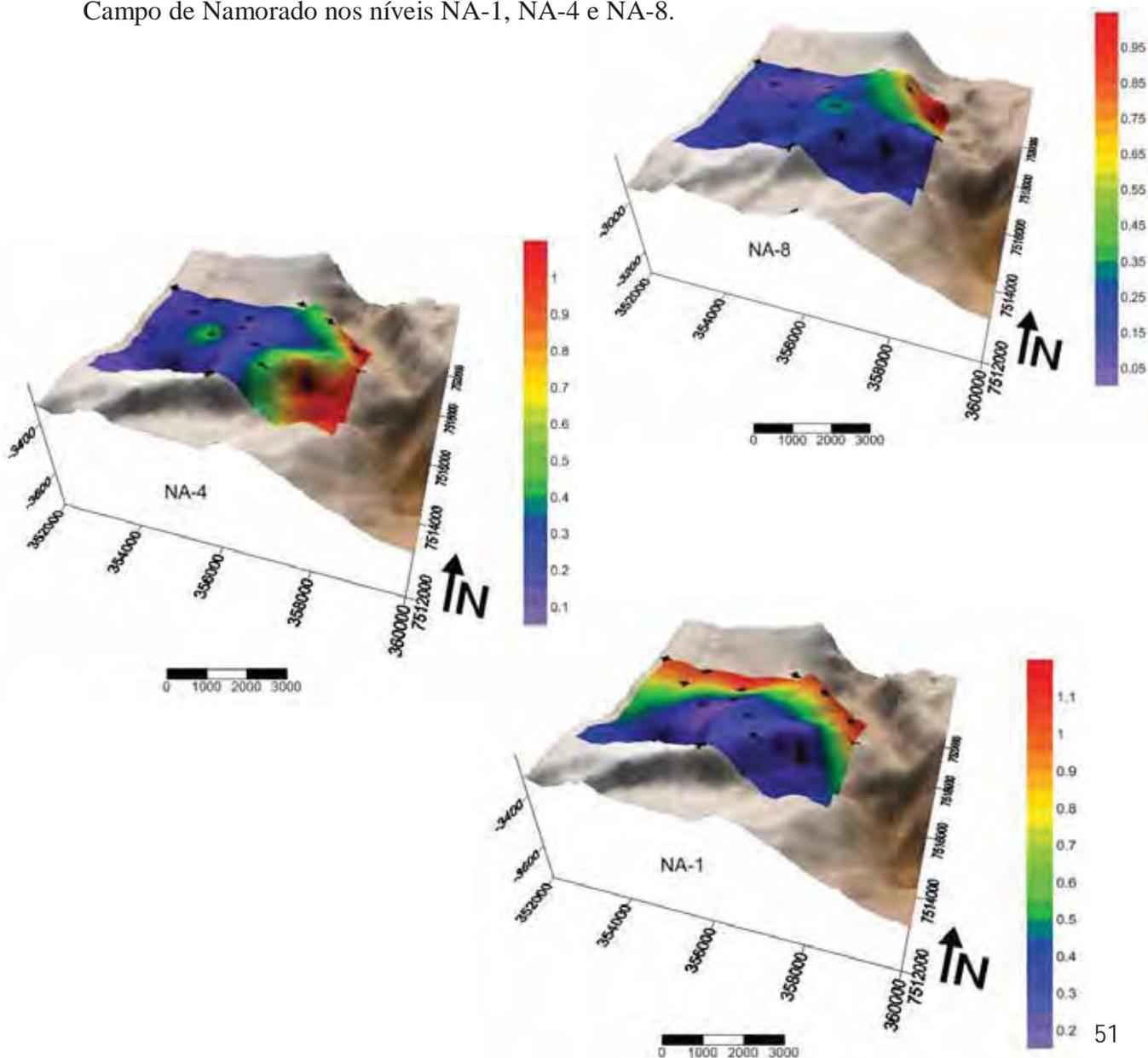
**Figura 30** – Modelos 3D mostrando a distribuição das porcentagens de Areia Total ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8.



### 8.4.3 Saturação de Água ( $S_w$ )

Os valores para saturação de água observados na **Figura 31** que foram obtidos ao longo do Campo de Namorado estão entre 0,05 e 1. Os maiores valores de saturação de água estão localizados nas extremidades do campo, principalmente na porção norte, leste e sudeste. O nível NA-1 é o que apresenta os maiores valores de saturação de água, obtendo, para grande parte do campo, valores acima de 0,5 que chegam a 1 na porção norte do campo. O nível NA-8 é o que apresenta em grande parte do campo valores de saturação de água abaixo de 0,25 e na porção noroeste estes valores podem chegar a menos de 0,1.

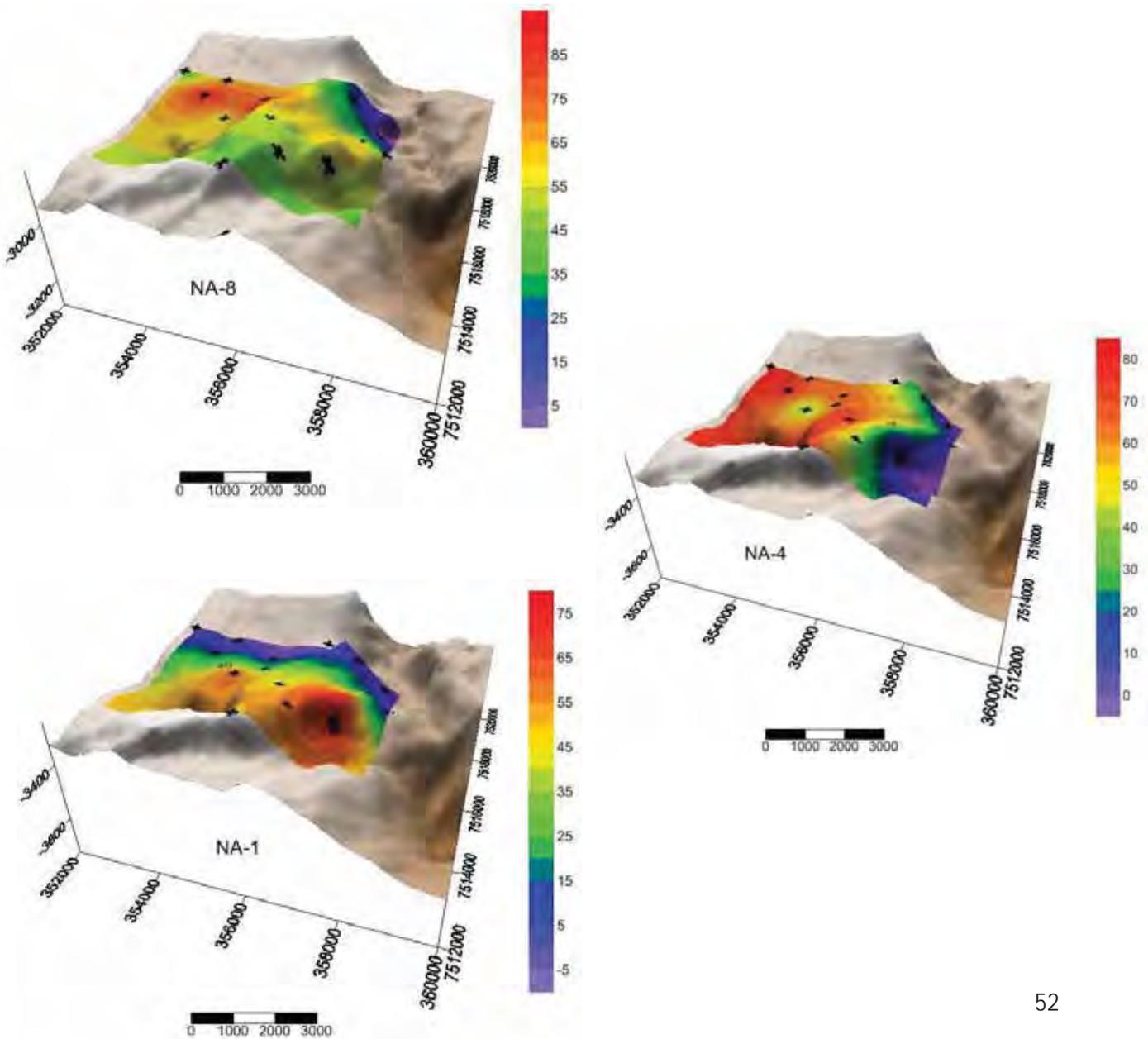
**Figura 31** – Modelo 3D mostrando a distribuição da Saturação de água  $S_w$  ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8.



#### 8.4.4 Areia Petrolífera

Os modelos 3D com as porcentagens de areia petrolífera estão expressos na **Figura 32**. Ao longo do nível NA-1 os valores são maiores na porção sudeste do campo e estão entre 50 e 60%. No nível NA-4 os maiores valores estão localizados na porção oeste/noroeste do campo e estão entre 60 e 80%. O nível NA-8 é o que apresenta os maiores valores de areia petrolífera entre os demais e seus maiores valores estão localizados na porção nordeste do campo e estão entre 75 e 90%

**Figura 32** - Modelo 3D mostrando a porcentagem de Areia petrolífera ao longo do Campo de Namorado nos níveis NA-1, NA-4 e NA-8.

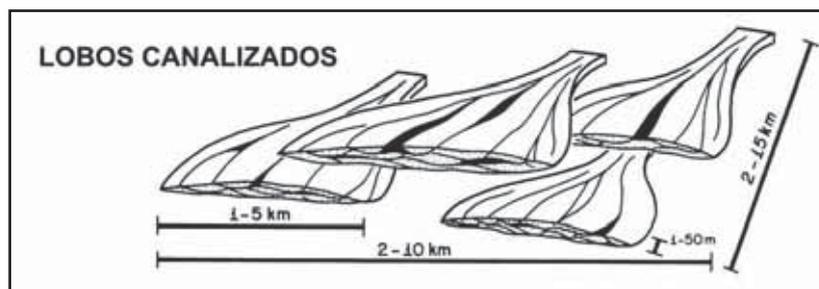


## 9 DISCUSSÕES E CONCLUSÕES

De acordo com as interpretações das seções estratigráficas é possível inferir que a calha de deposição principal do Campo de Namorado apresenta direção NW-SE com as porções mais proximais em NW, onde os níveis apresentam-se mais estreitos e com maior espessura, migrando para SE, que é onde os níveis são mais extensos e delgados, representando a porção mais distal dos lobos gerados pelas correntes de turbidez.

A interpretação de lobos canalizados para este depósito turbidítico, realizada anteriormente por Lima (2004), é baseada na análise das seções estratigráficas que mostram certa continuidade lateral dos corpos areníticos, com espessuras variando de 1 a 50 metros, distribuição de área superior a 10 Km<sup>2</sup> e com um perfil levemente convexo em direção ao topo. Essas características permitem associar esse campo no complexo descritivo de lobos canalizados de BRUHN & MORAES(1988) (**Figura 33**)

**Figura 33** – Parâmetros geométricos dos depósitos turbidíticos de lobos canalizados



(Modificado de BRUHN & MORAES, 1988)

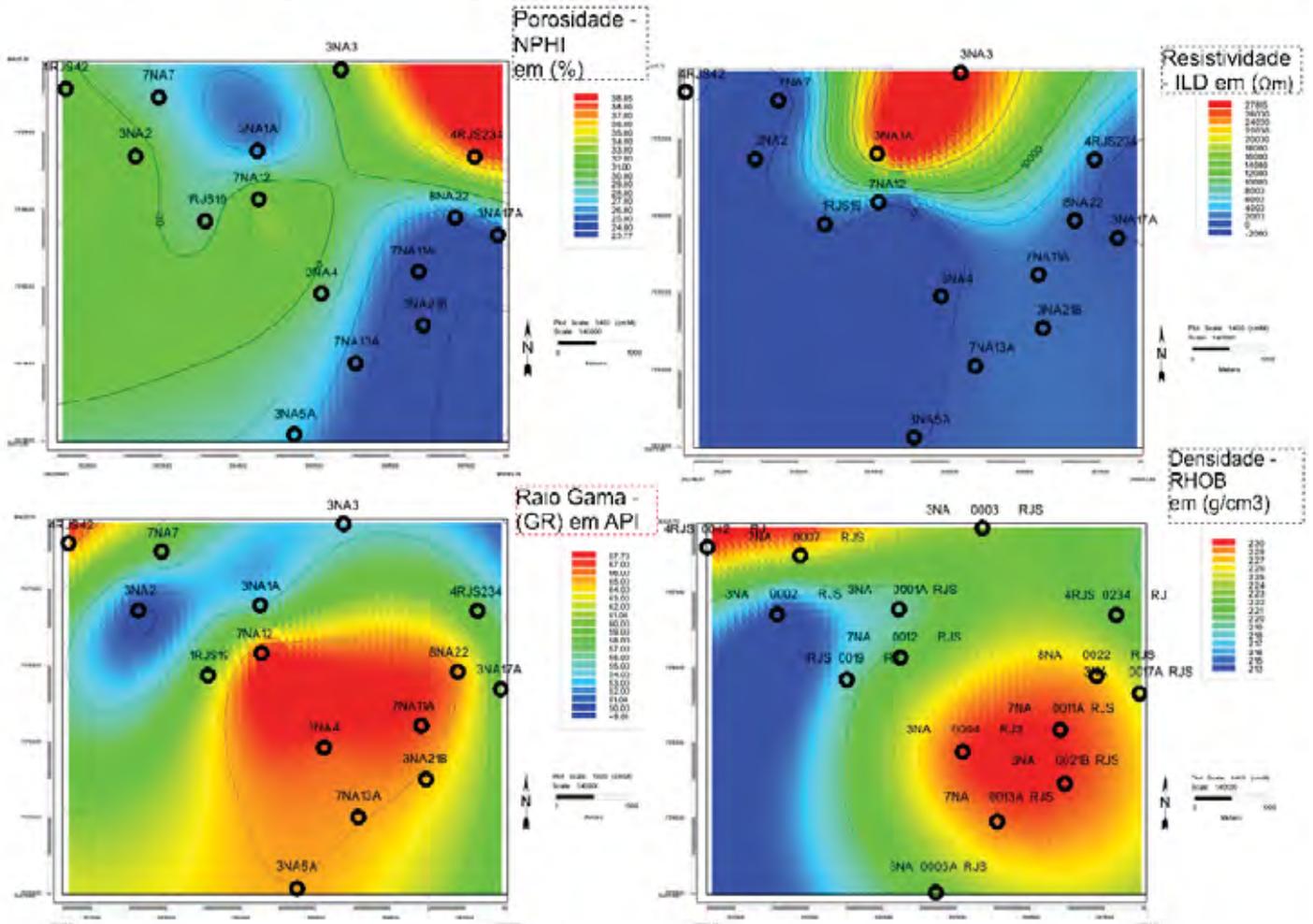
A classificação proposta por BRUHN (1998) na qual o modelo do Campo de Namorado se ajusta, seria do tipo GSLc (*Confined, Gravel/Sand-Rich Lobes*) – Lobos Ricos em Cascalho e Areia Confinados em Calha, isso porque esses depósitos são calhas no talude geradas por falhas lítricas devido a intenso fluxo de evaporitos subjacentes que ocorreram em sucessões do Albiano/Cenomaniano.

Nos mapas de atributo gerados a partir dos dados de perfil de porosidade neutro (NPHI), raio gama (GR), resistividade (ILD) (**APÊNDICE D e Figura 34**) juntamente com os resultados do modelo petrofísico é possível inferir uma configuração para a direção dos lobos turbidíticos que originaram as três principais sequências estratigráficas e os três principais níveis reservatório (NA-1, NA-4 e NA-8). Os mapas contidos no **APÊNDICE D** mostram que a primeira sequência, responsável pela formação do nível NA-1 durante a

deposição, o lobo turbidítico seguiu pela porção central e sudoeste do campo, formando grandes espessuras, principalmente na porção sudeste do Campo de Namorado. A segunda sequência, que originou o nível NA-4, apresentou um lobo turbidítico que seguiu também pela porção sudoeste do campo, formando suas maiores espessuras nessa região, na porção proximal do mesmo.

A última sequência, que originou o nível NA-8, apresenta, nos mapas da **Figura 34**, uma configuração onde o lobo turbidítico seguiu pela porção norte/nordeste do campo. Essa região do nível NA-8 apresenta os maiores valores de resistividade (ILD), porosidade (NPHI e PHIA), areia total, areia petrolífera e saturação óleo ( $S_o$ ), permitindo um grande acúmulo de hidrocarbonetos nesse nível.

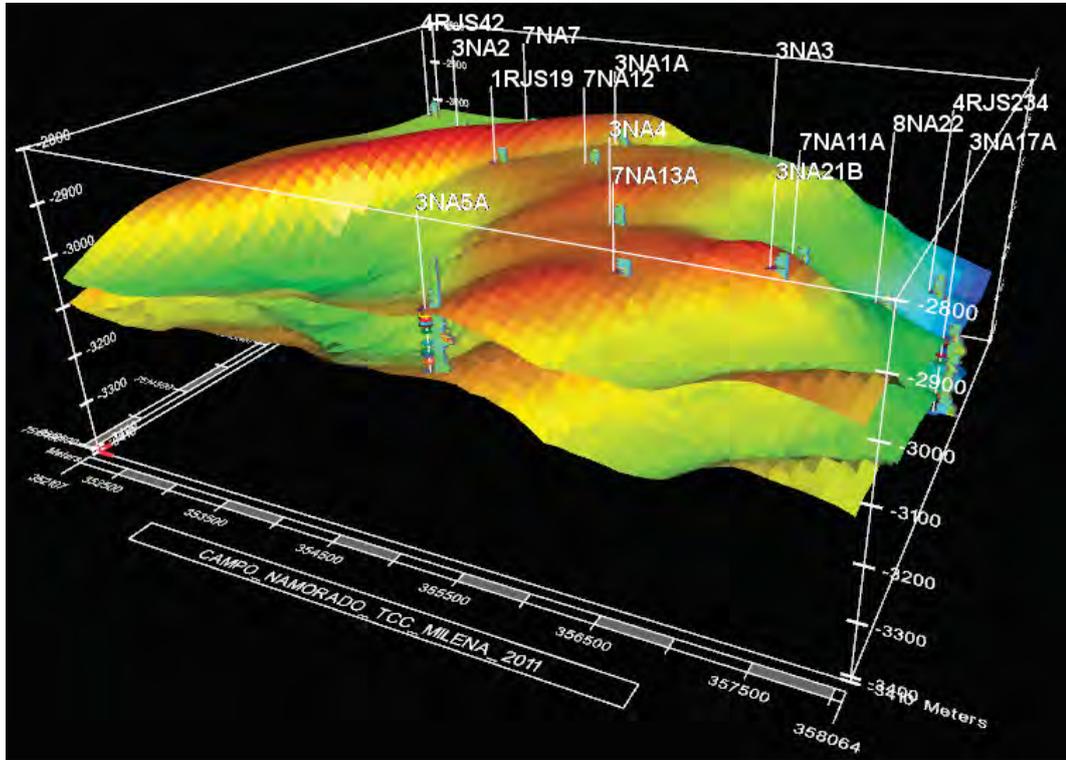
**Figura 34** - Mapas de atributo geofísico do nível NA-8



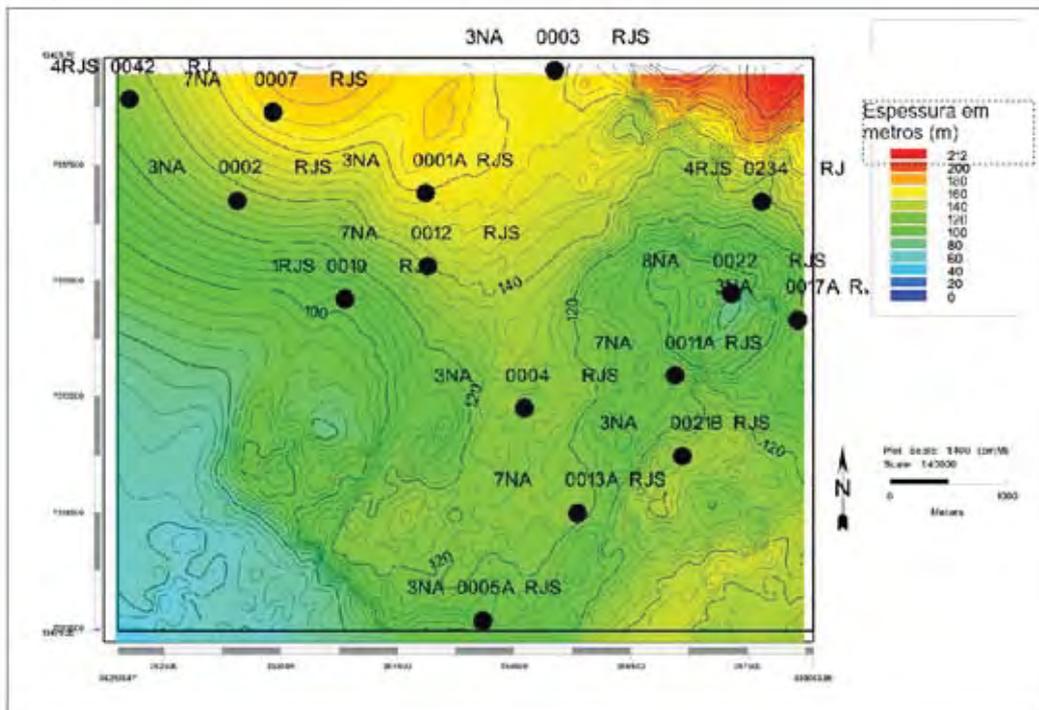
Segundo o modelo 3D ilustrado na **Figura 35** e no mapa de isópacas do reservatório (**Figura 36**), as maiores espessuras se localizam justamente na porção norte do reservatório,

diminuindo gradativamente à medida que se caminha para a porção sul/sudeste do Campo de Namorado.

**Figura 35** – Visualização do modelo em 3D do topo e da base do reservatório, carregado no software RECON.



**Figura 36** – Mapa de isópaca gerado a partir do topo e da base do reservatório do Campo de Namorado.

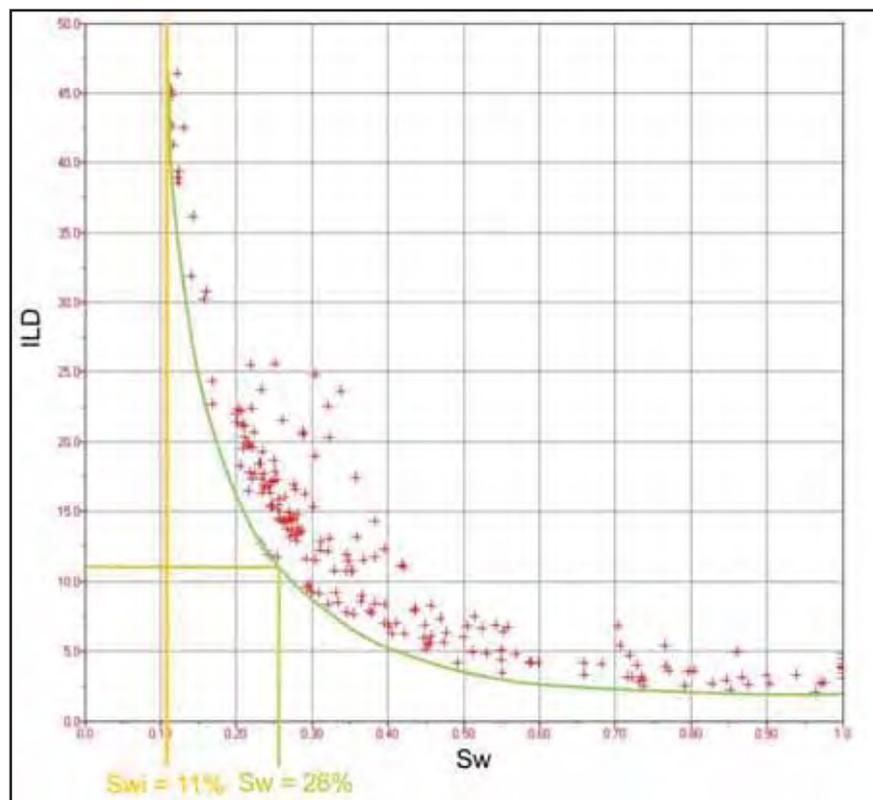


Com os níveis reservatórios já caracterizados e sendo conhecidos os atributos de volume de argila (Vsh), porosidade média ( $\phi$ ), areia total, areia petrolífera e saturação de água (Sw), foram construídos os gráficos para a determinação dos parâmetros de corte do reservatório.

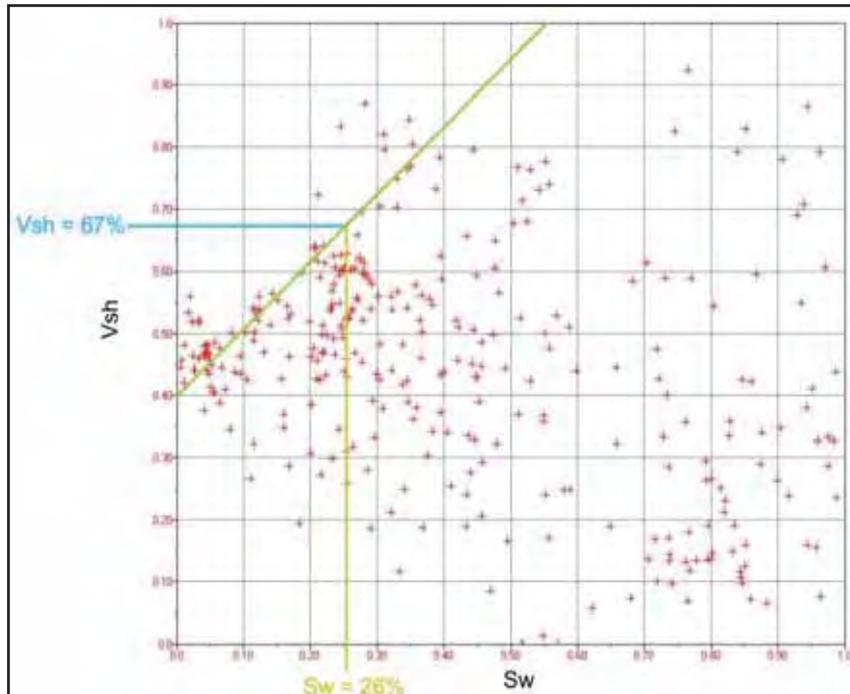
A **Figura 37** com o gráfico (ILDxSw) mostra que a saturação de água irreduzível é de 11%, sendo que este percentual de água não influencia uma jazida em início de produção. Sendo a resistividade mínima de produção considerada como 12  $\Omega$ .m, a saturação de água máxima de produção é de 26%.

Na **Figura 38** com o gráfico (VshxSw) o volume de argila máximo encontrado para a produção do “Arenito namorado” no Campo de Namorado é de 67%. Na **Figura 39** com o gráfico (NPHIxSw) determinou-se que a porosidade mínima de produção é de 14%.

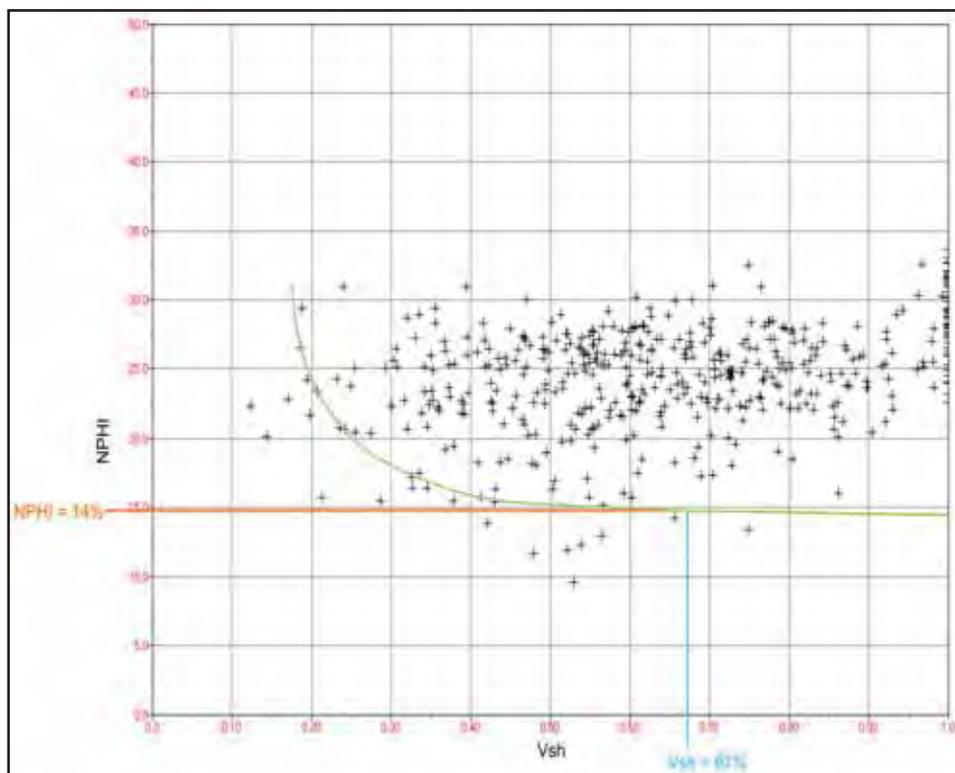
**Figura 37** – (ILD x Sw) Análise da saturação de água irreduzível (Swi) e de saturação de água (Sw) máxima de produção para o Campo de Namorado.



**Figura 38** - (Vsh x Sw) Análise do Volume de argila (Vsh) máximo para a produção do Campo de Namorado.



**Figura 39** - (NPHI x Vsh) Determinação da porosidade (NPHI) mínima para a produção do Campo de Namorado.



## 10 CONCLUSÕES

Foram identificados 12 níveis reservatório formados pelos arenitos turbidíticos da Formação Namorado que compõem três sequências deposicionais principais, os quais possibilitaram zonestar esses níveis em um arcabouço cronoestratigráfico e montar um modelo petrofísico 3D com três níveis principais.

A primeira sequência é composta pelos níveis NA-1, NA-2 e NA-3, sendo o nível NA-1 o mais espesso e localizado na porção basal, e o que contém os maiores valores de saturação em água. A deposição dessa sequência, segundo a interpretação dos mapas e modelos petrofísicos, foi um canal que percorreu a porção centro-sul do campo e que depositou a maior quantidade de areia na porção sudeste, sendo essa área onde estão os maiores valores de areia total (>90%) e porosidade (> 25%). A segunda sequência é composta pelos níveis NA-4, NA-5, NA-6, NA-7, sendo o maior deles o nível NA-4. Esta sequência compõe a primeira zona-reservatório com valores de areia petrolífera acima de 60% em mais da metade do campo. O canal principal de deposição dessa sequência seguiu pela porção centro-sul do campo, onde os valores porosidade (> 25%), areia total (>80%) e areia petrolífera (>60%) são maiores, mas ficou restrito a porção proximal do campo. A terceira e última sequência é composta pelos níveis NA-8, NA-9, NA-10, NA-11 a NA-12, sendo o nível NA-8 o principal, devido a sua grande espessura e continuidade lateral. Essa sequência é também uma zona reservatório com as melhores características petrofísicas e, sendo assim, apresenta os menores riscos exploratórios. O canal que depositou esta sequência seguiu pela porção centro norte do campo, sendo nessa região onde se encontram as melhores respostas para os valores de porosidade (>28%), areia total (>90%) e areia petrolífera (>70%).

O nível NA-8 apresenta, na maior parte do campo os valores dentro dos estabelecidos pelos parâmetros de corte do campo, com seus valores de saturação de água ( $S_w$ ) acima de 25% em todo o campo, os valores de porosidade acima de 25% e os de areia total acima de 50% na maior parte do campo.

Os níveis reservatório analisados são compostos por arenitos turbidíticos, apresentando, por isso, características próprias, e que podem ser analisadas pelos modelos petrofísicos construídos neste trabalho. Sendo assim, os níveis NA-4 e NA-8 são os que melhor responderam aos requisitos de produção de um reservatório, mostrando que apresentam características que foram detalhadas e analisadas de modo a obter menores riscos

exploratórios ou então níveis re-exploratórios para este campo ou outros que se apresentem em contexto geológico análogo.

## 11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

BACOCOLI, G., MORAIES, R.G., CAMPOS, O.A.J., 1980. The Namorado Oil Field: A Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil. In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978, *AAPG Memoir 30*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 329-338,

BARBOZA, E.G., **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional**. 2005. 230 f. Tese de Doutorado, Curso de Pós-graduação em Geociências, UFRGS.

BOUMA, A. H. 1962. Sedimentology of some Flysch deposits. A graphic approach to fácies interpretation. Amsterdam: Elsevier, 168p.

BDEP. Produção de Petróleo e Gás Natural por campo. Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=441>>. Acesso em: 11/09/2011

BDEP. Produção de Petróleo por Estado (2000-2009). Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=421>>. Acesso em: 11/09/2011

BDEP. Produção de Gás Natural por Estado (2000-2009). Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=422>>. Acesso em: 11/09/2011

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

BROW, R.A., 1996. Seismic attribute and their classification. Geophysics, v.15, n. 10, 0.1090, Oct.

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

CASTRO, J. Q., A Utilização de Atributos Sísmicos na Caracterização de Reservatórios de Petróleo. 1996. 133fls. Dissertação de mestrado – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas,

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

DIAS, J. L.; GUAZELLI, W.; CATTO, A. J.; VIEIRA, J. C.; OLIVEIRA, J.Q., 1987. Integração do Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos com o embasamento pré-Cambriano adjacente. In: I SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES. Rio de Janeiro, 189-197.

DIAS, J. L., SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R., 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: GABAGLIA, R.; MILANI, E. J., (coord) Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Petrobrás. 333-360.

DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M., 1986. As Sequências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica paleoecológica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, GOIÂNIA, GOIÁS, 1., Anais XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, Goiás. p. 38

DIAS-BRITO, D., 1982. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?). *Bol. Geoc. Da Petrobrás*, (25): 84-97

DUARTE, W., 2001. Caracterização Local do Reservatório Turbidítico do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Graduação em Geologia, UNESP, 38 p.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L.A.; LUCCHESI, C. F.; 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J. D. & SANTAGROSSI (ed), P.A., 1989. *Divergent/Passive Margin Basin*. AAPG Memoir 48, Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 252p.

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

LIMA, F. M., 2004. Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Dissertação (Mestrado em Geociências). IGCE/UNESP, campus de Rio Claro-SP. 64fl.

LOWER, D. R. 1982. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52: 279-297.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, S. L.; ZALÁN, P. V. & GAMBOA L. A. P., 2001. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, Rio de Janeiro, Vol. 18(3), p. 351-396, Set.

MILANI, E.J.(org), 2007. *Boletim de Geociências da Petrobrás: Cartas Estratigráficas* – v. 15, n. 2 – maio/nov.:, PETROBRÁS, .p.386.

MUTTI, E.; TINTERI, R.; REMACHA, E.; MAVILLA, N.; ANGELLA, S. & FAVA, L. - 1999 – Na introduction to the Analysis of Ancient Turbidite Basins from an outcrop perspective. AAPG continuing education course note series no. 39. Tulsa, AAPG, 96p.

MUTTI, E. 1992. Turbidite Sandstones. Parma, Agip and Università di Parma 274p.

O PETRÓLEO no Brasil: TnPetróleo, 2011. Apresenta notícias recentes sobre a indústria do petróleo. Disponível em: [http://www.tnpetroleo.com.br/sala\\_de\\_aula/o-petroleo-no-brasil/](http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/o-petroleo-no-brasil/). Acesso em: 30 ago 2011.

PERILLE, T. R., 2005. Tratamento Geoestatístico de Dados Petrofísicos do Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Graduação em Geologia, UNESP, 44 p.

PICKERING, K. T.; HISCOTT, R. N.; HEIN, F. J. 1986. Deep Marine Environments: Clastic Sedimentation and Tectonics. London, Unwin Hyman, 416p.

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

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J., 1994. Bacia de Campos Boletim de Geociências da Petrobrás, 8: 203-217.

RIDER, M. H., 1986. The Geological Interpretation of Well Logs. Blackie and Son Limited. USA.

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

SEVERIANO RIBEIRO, H. J. P. (org), 2001. *Estratigrafia de Sequência – Fundamentos e Aplicações*. São Leopoldo/RS, EDUSINOS, 428p. – Cap. VII.

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

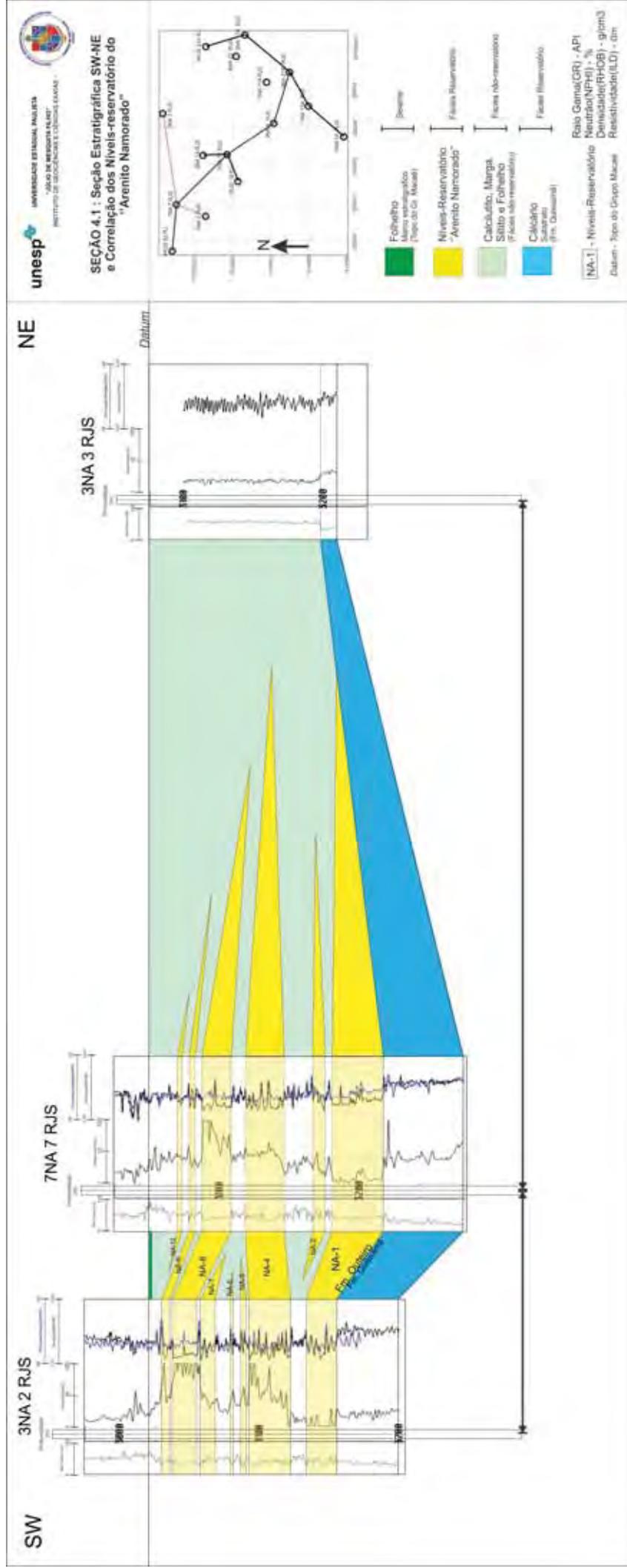
SPADINI, A. R.; FARIA, R. T., 1986. Oolitos: sua ocorrência na Formação Macaé, Bacia de Campos e sua importância como formadores de reservatórios de hidrocarbonetos. In:

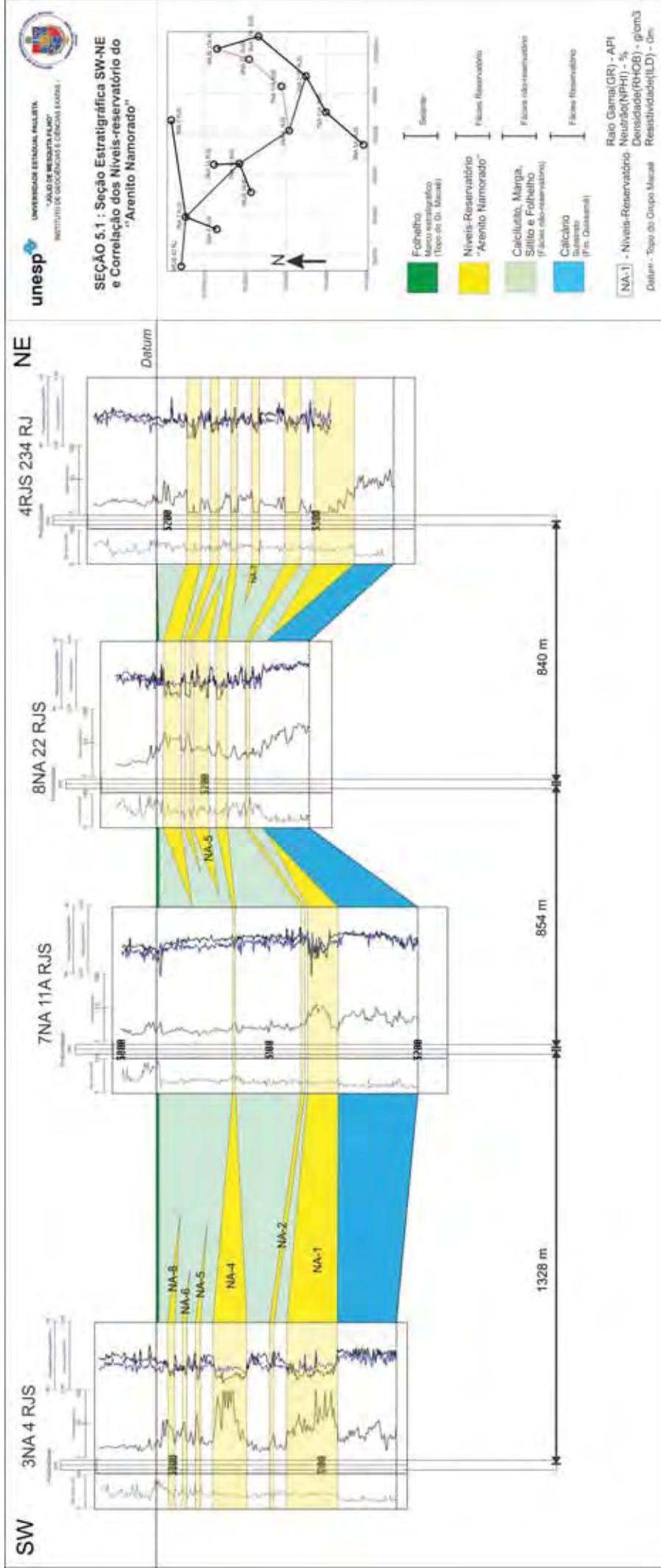
CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, GOIÂNIA, GOIÁS, 4., Anais XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, Goiás. p. 1689

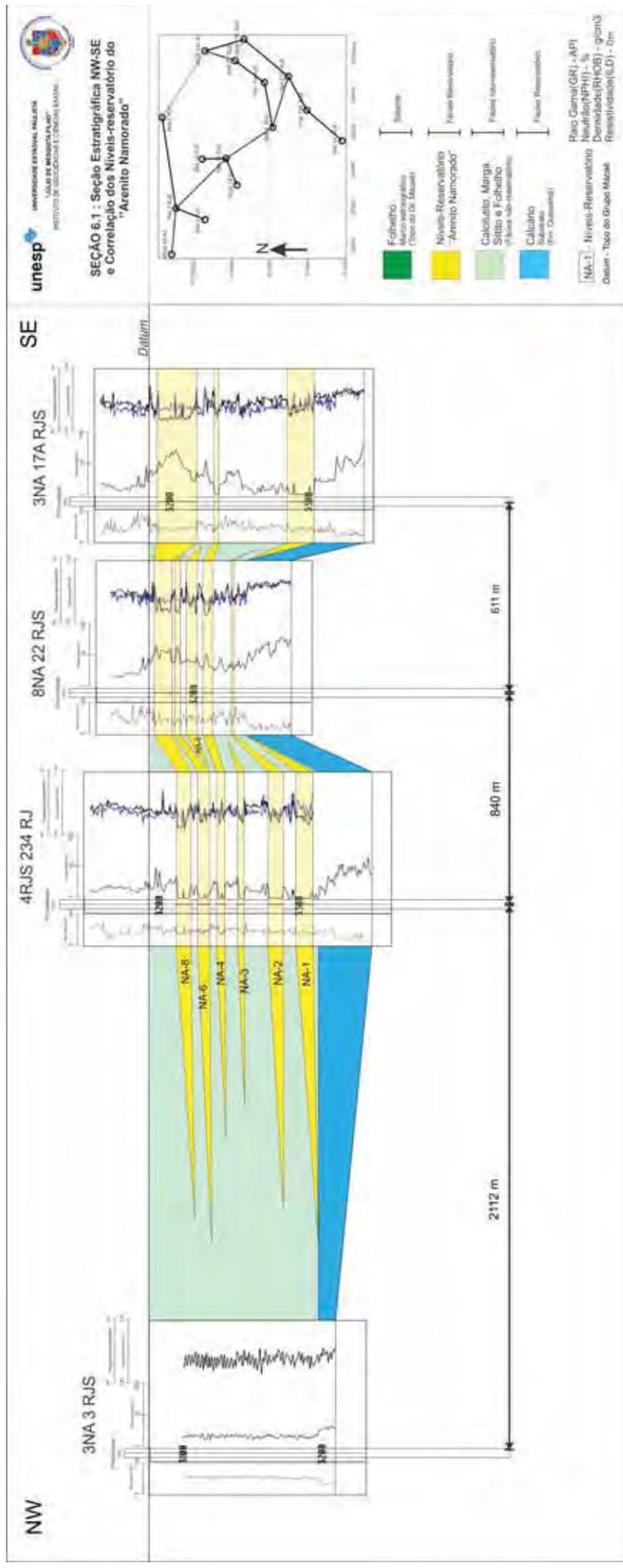
SOUZA, P. H. G., 2005. Análise Estratigráfica e Caracterização do Reservatório “Arenito Namorado” na Porção Sudeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Graduação em Geologia, UNESP, 61 p.

WINTER W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B., 2007. Bacia de Campos. In: MILANI, E.J., 2007. *Boletim de Geociências da Petrobrás* – v. 15, n. 2, maio/nov.– Rio de Janeiro, RJ, Brasil. p.386

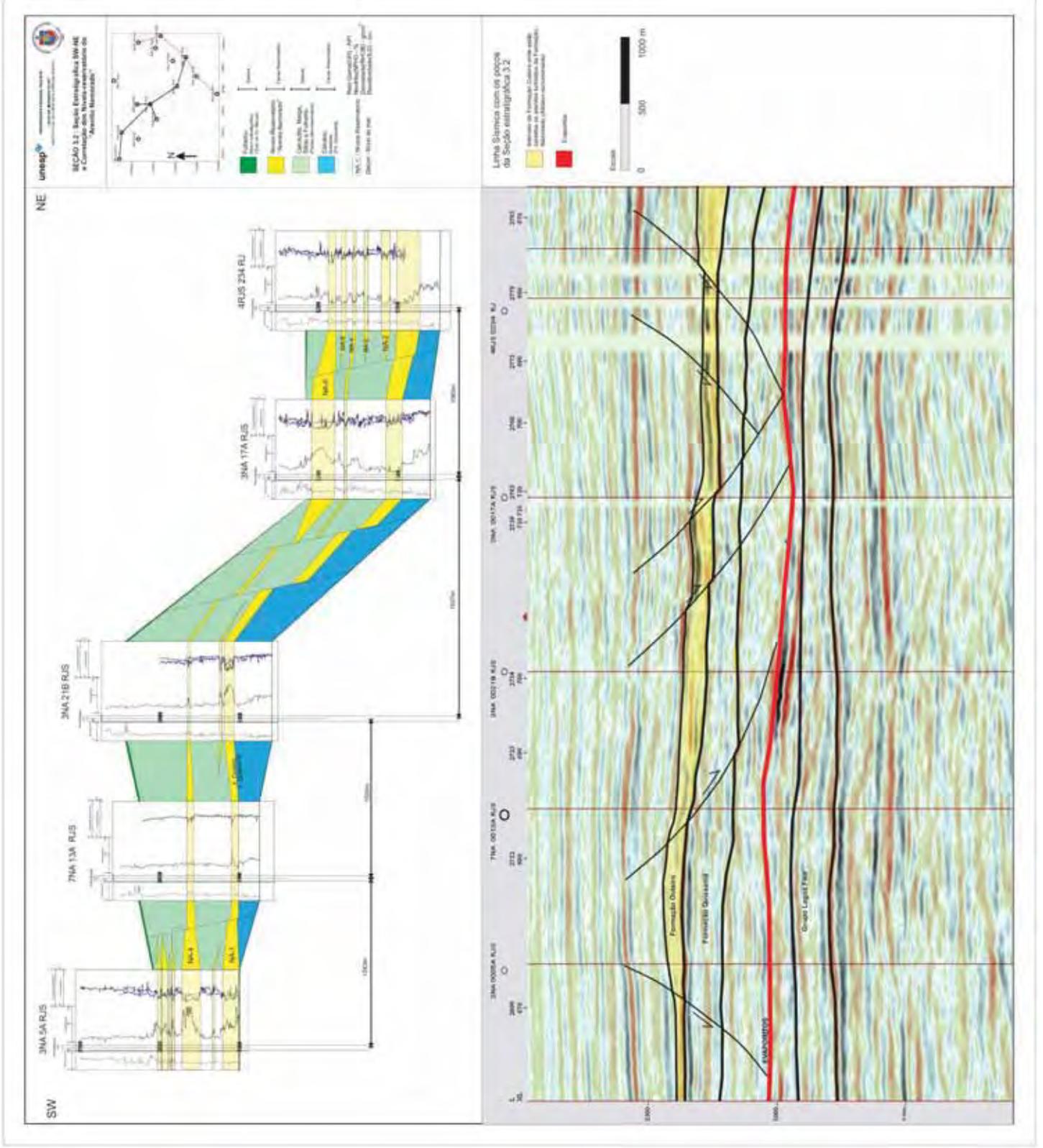
## **APÊNDICE A - Seções Estratigráficas**













## **APÊNDICE B - Seções Sísmicas**

**Linha Sísmica – Crossline 684**

SW-NE

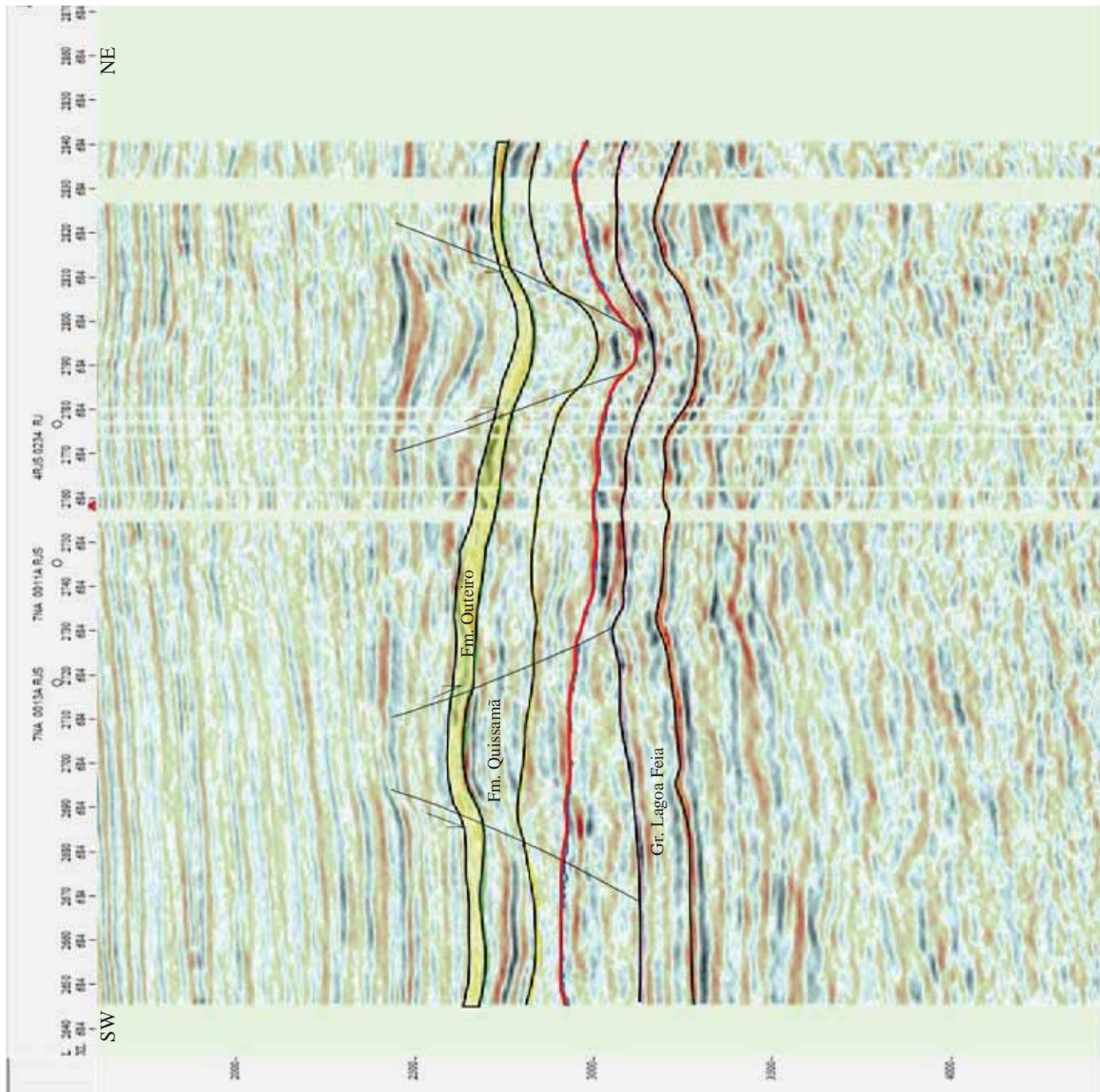
Intervalo da Formação Outeiro onde está contido os níveis reservatório da Formação Namorado



Topo do evaporito



Escala



### Linha Sísmica – Crossline 722

SW-NE

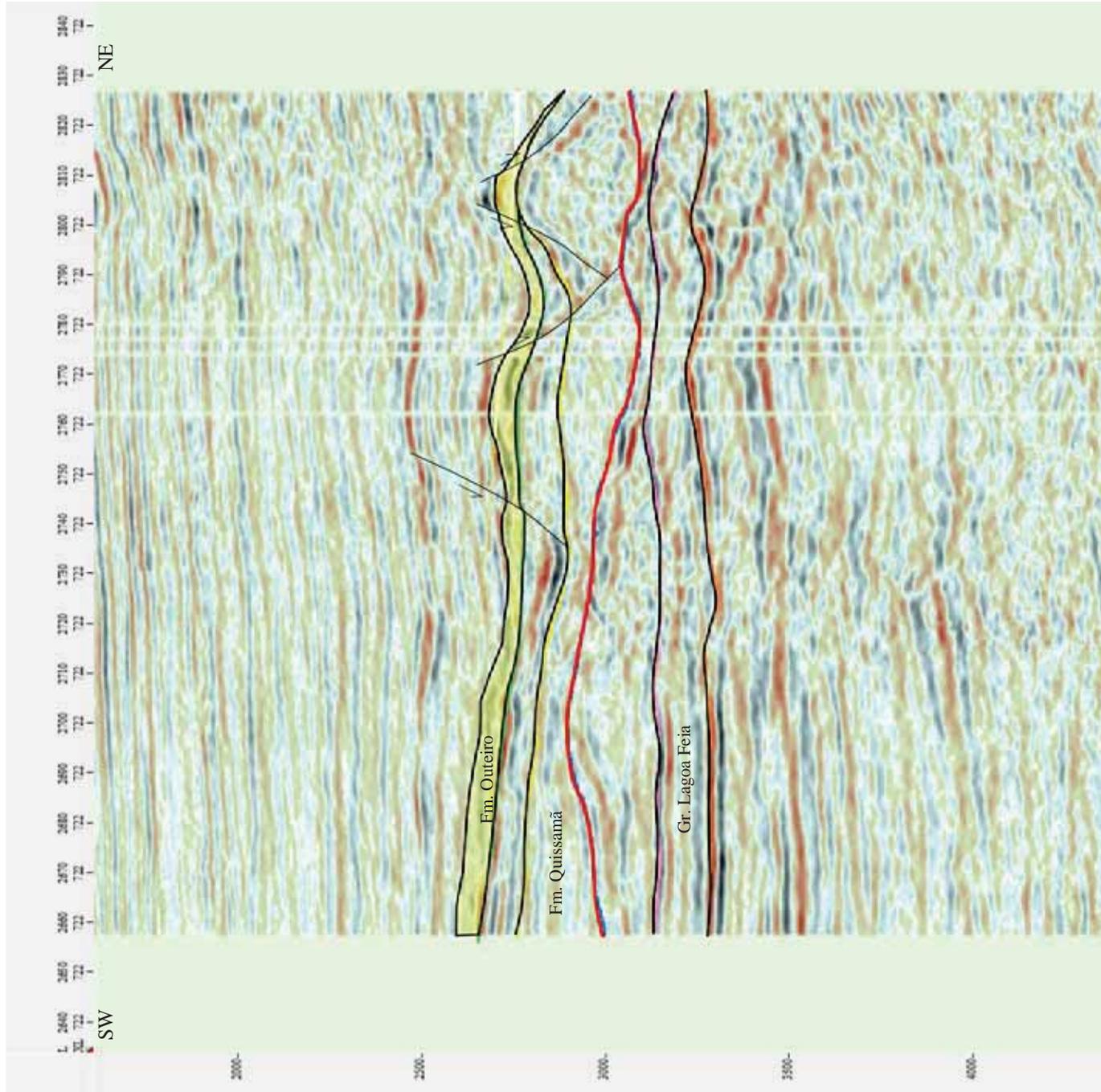
Intervalo da Formação Outeiro onde está contido os níveis reservatório da Formação Namorado



Topo do evaporito



Escala



### Linha Sísmica – Crossline 778

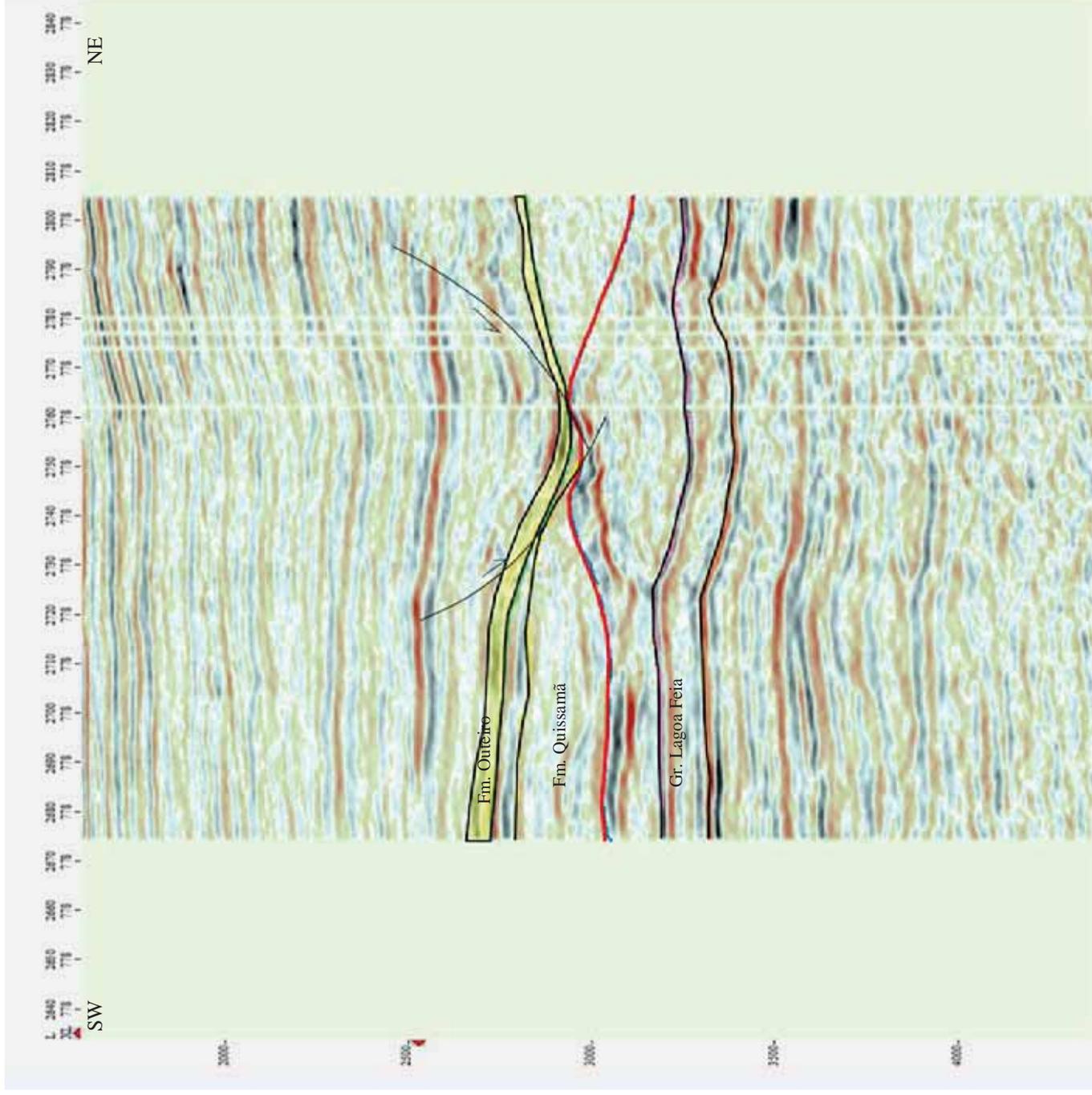
SW-NE

 Intervalo da Formação Outeiro onde está contido os níveis reservatório da Formação Namorado

 Topo do evaporito



Escala



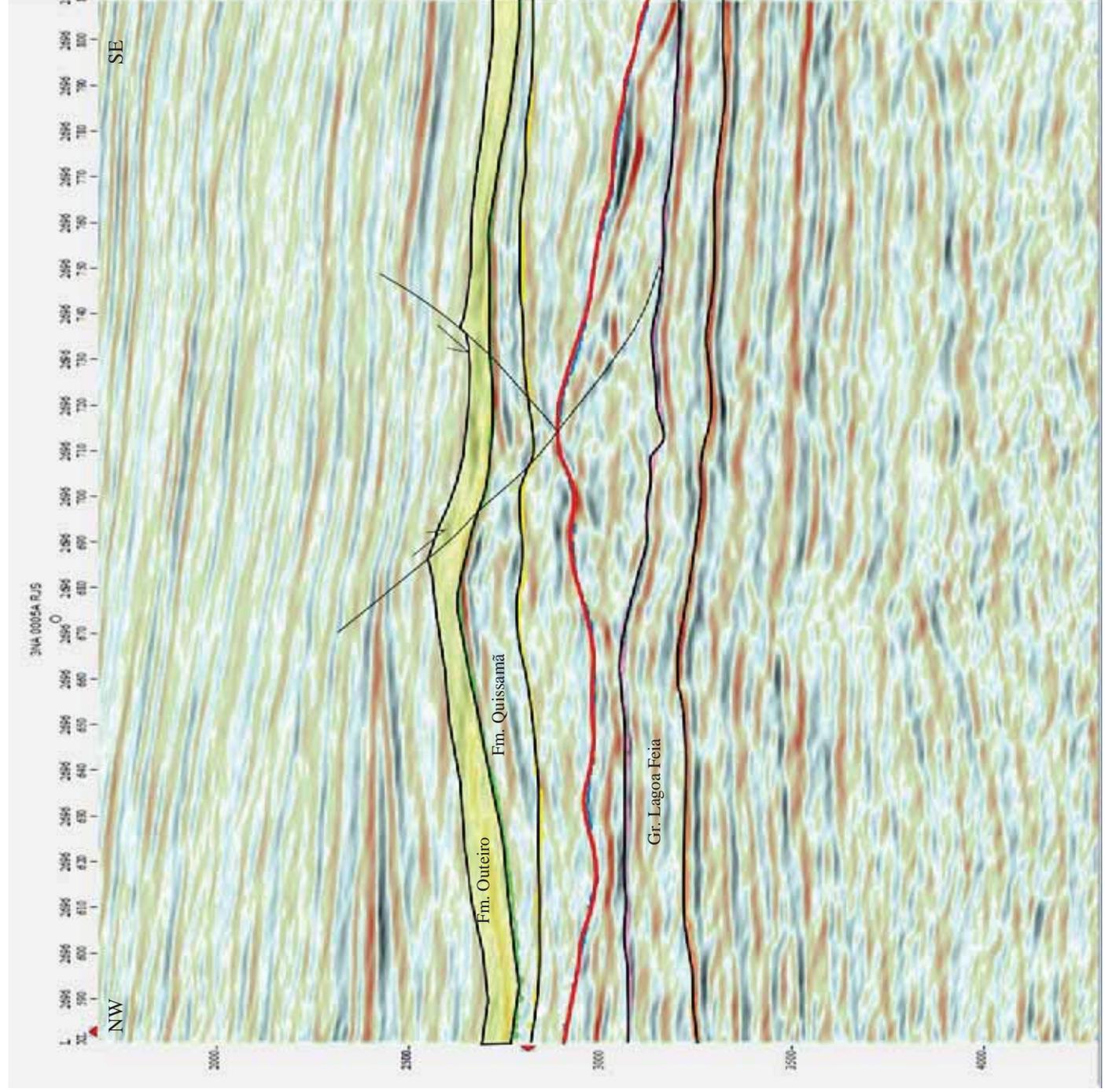
APÊNDICE B – Seções Sísmicas  
Seção Sísmica – Inline 2696

NW-SE

Intervalo da Formação Outeiro onde está  
contido os níveis reservatório da Formação  
Namorado

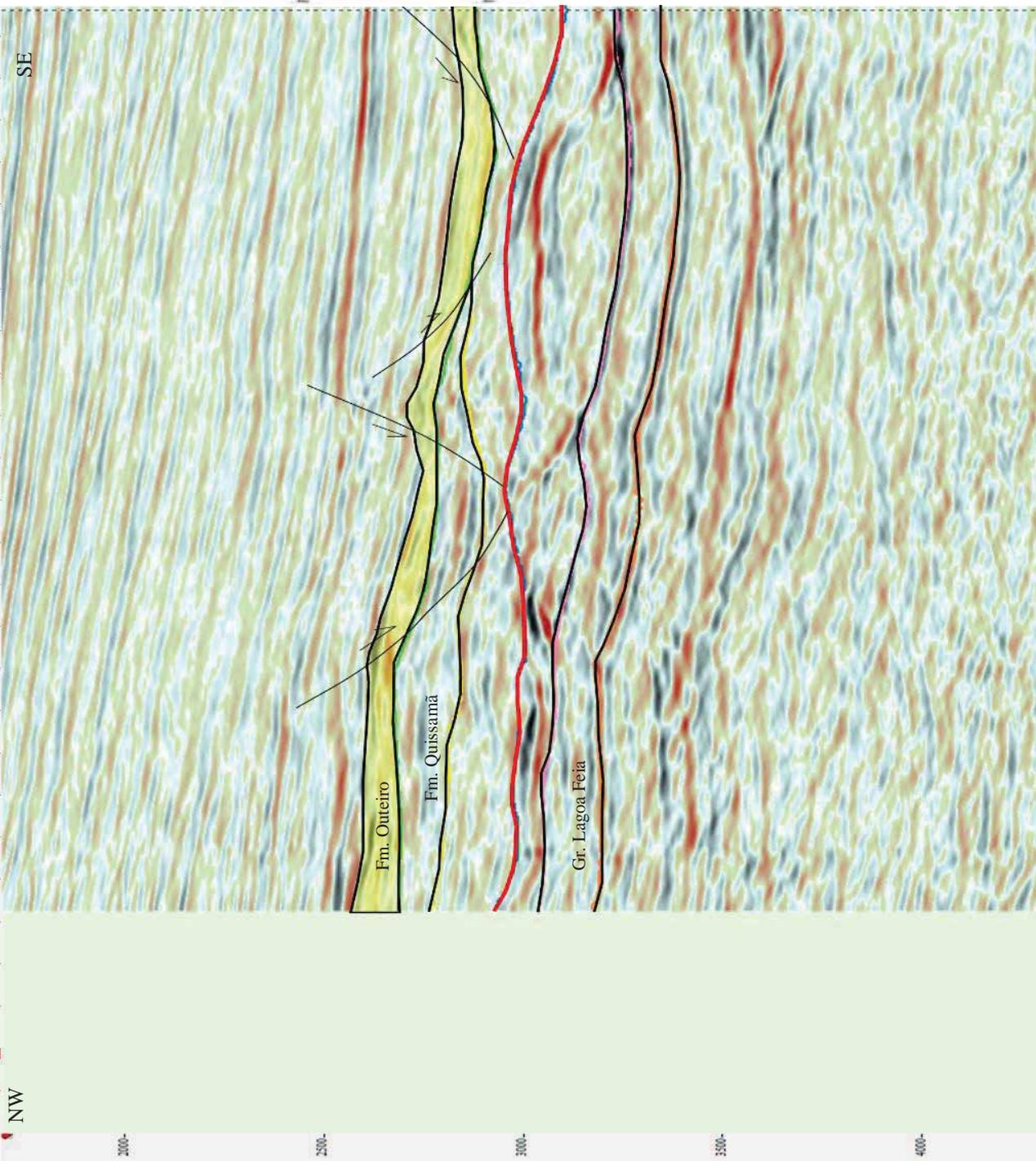


Topo do evaporito



**Linha Sísmica – Inline 2736**

NW-SE



Intervalo da Formação Outeiro onde está contido os níveis reservatório da Formação Namorado



Topo do evaporito



Escala



**Linha Sísmica – Inline 2798**

NW-SE

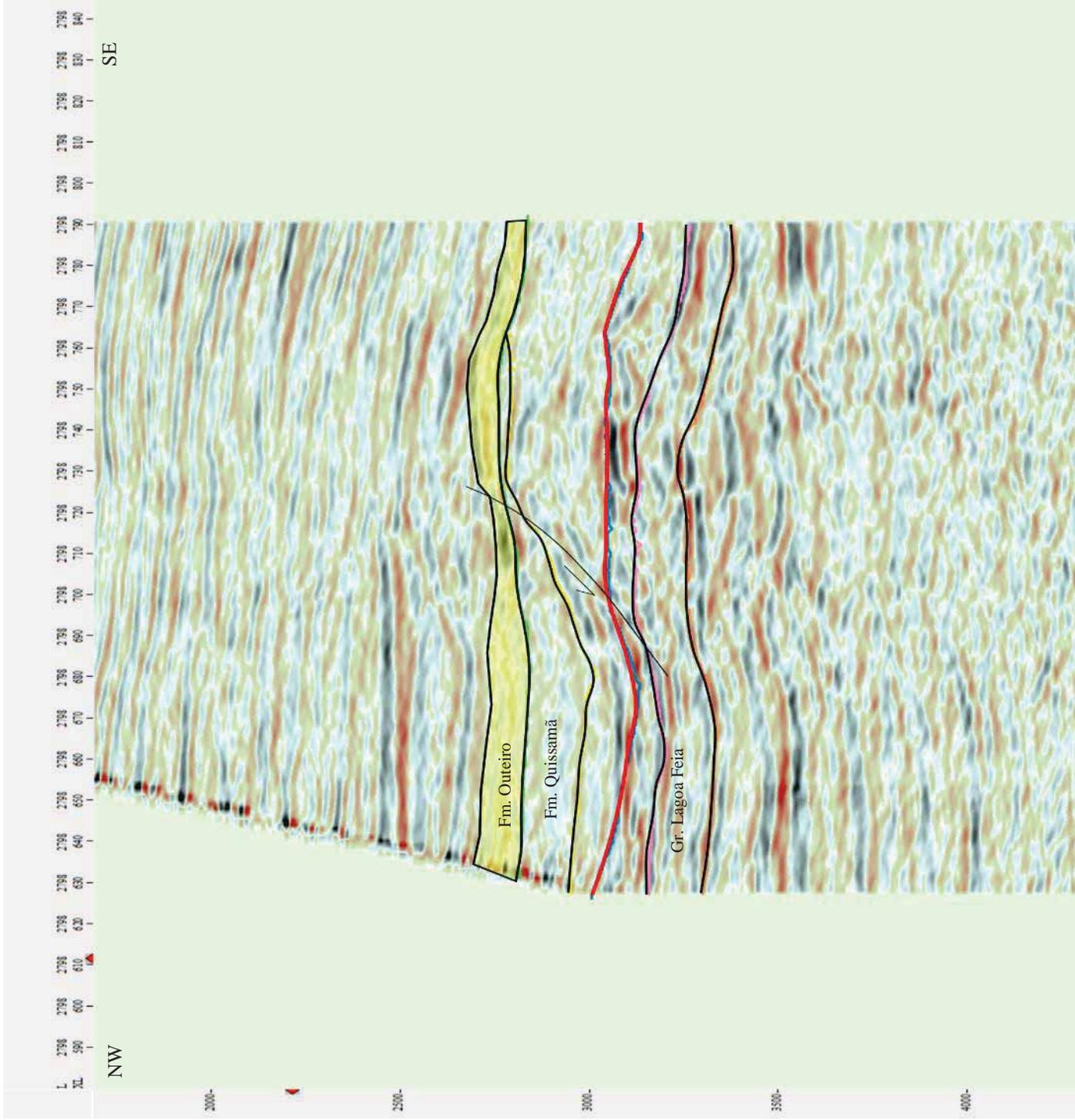
Intervalo da Formação Outeiro onde está  
contido os níveis reservatório da Formação  
Namorado



Topo do evaporito



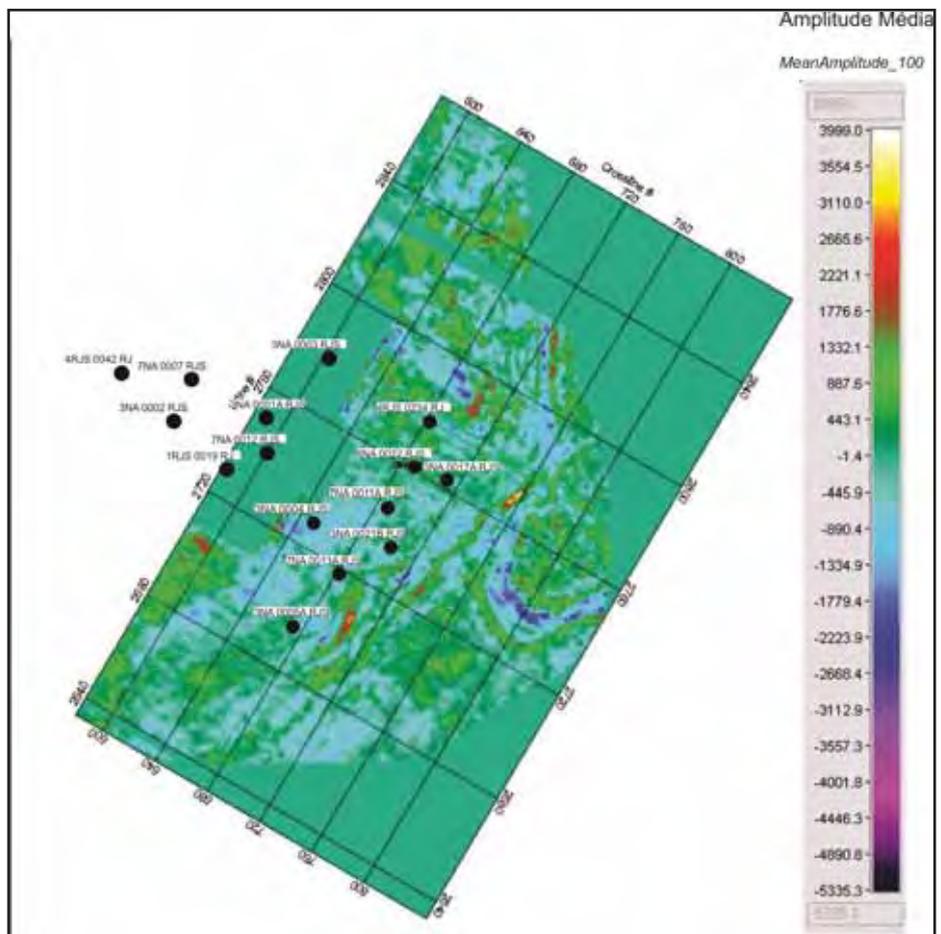
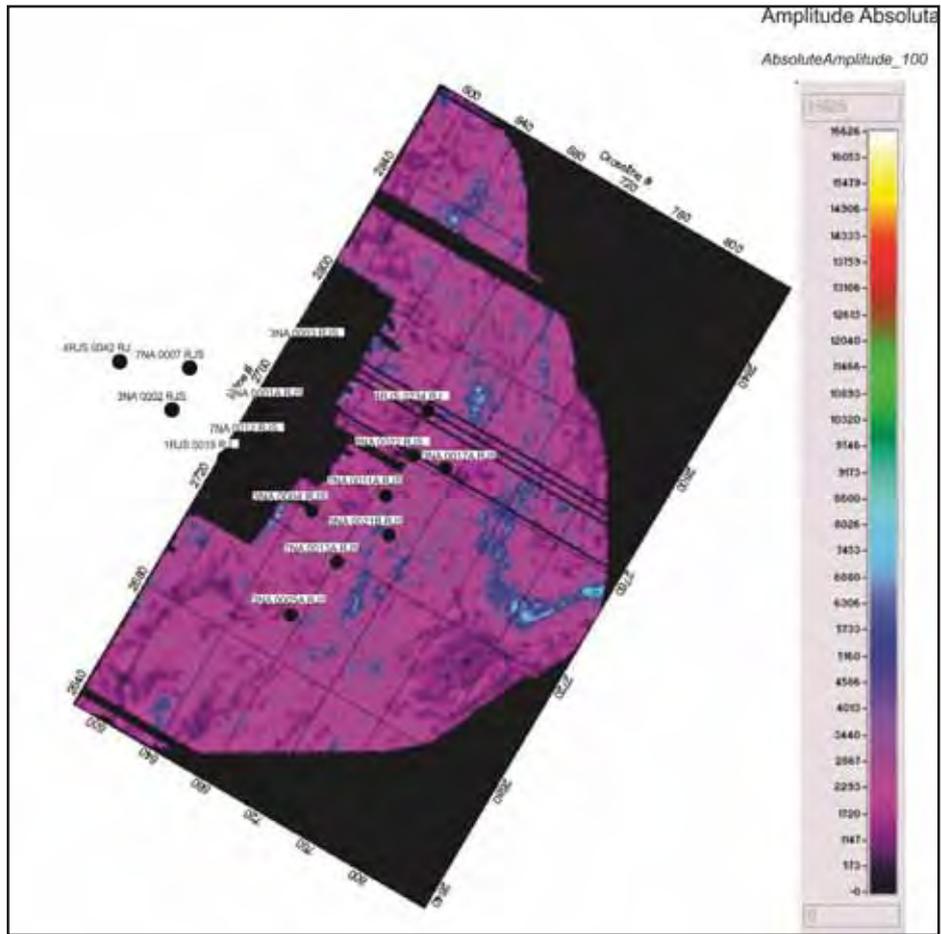
Escala



## **APÊNDICE C - Mapas de Atributos Sísmicos**

## **I – Topo do Grupo Macaé**

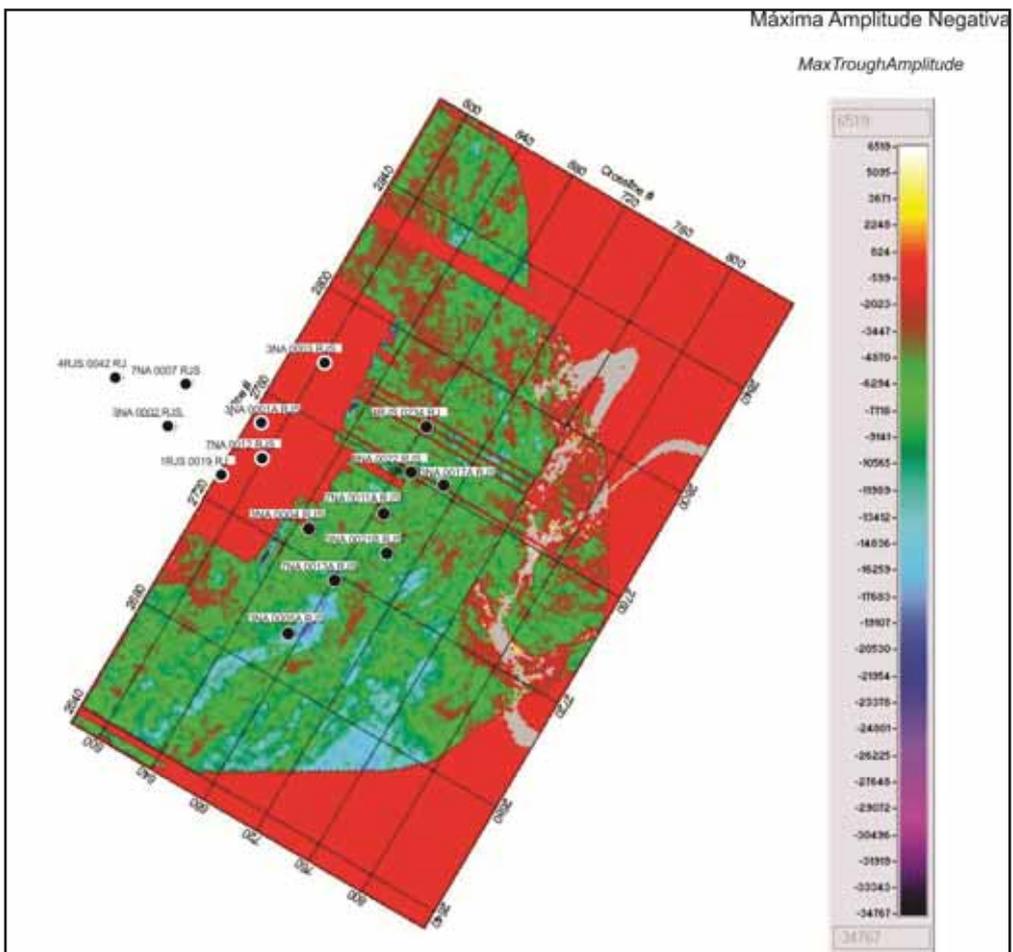
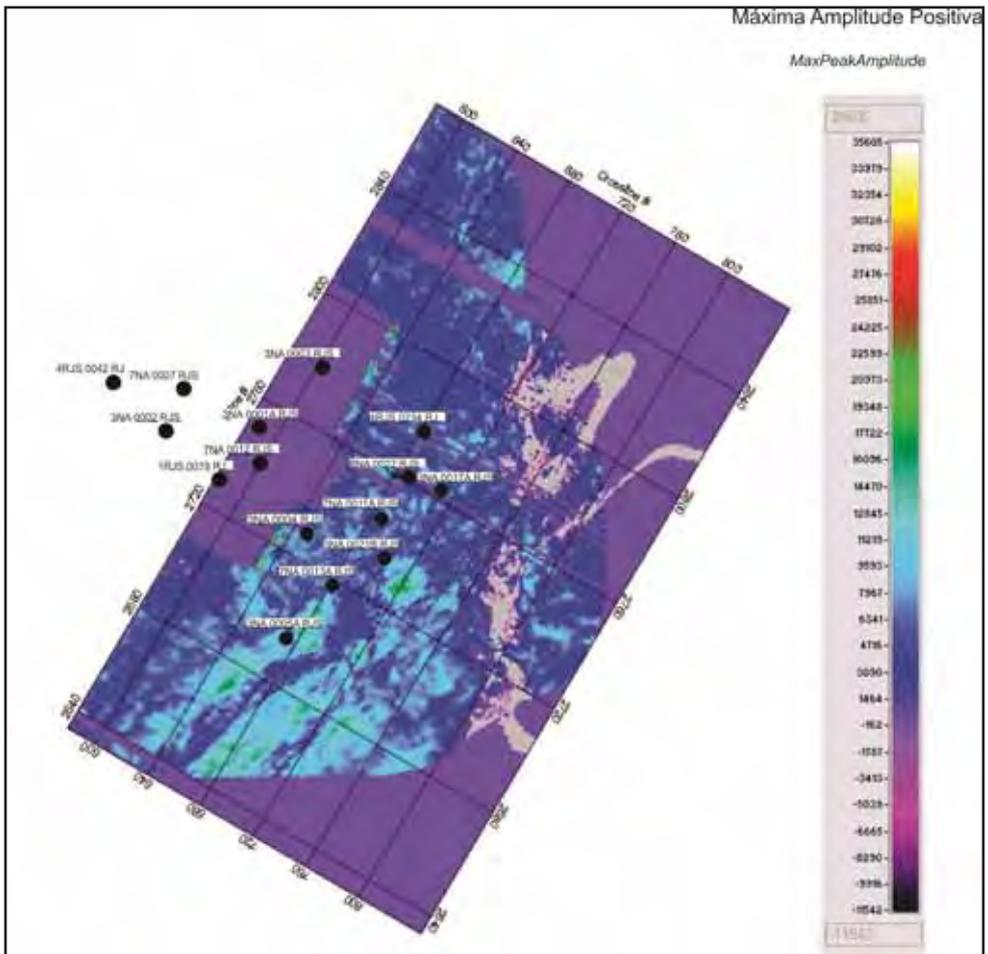
# APÊNDICE C – Mapas de Atributos Sísmicos



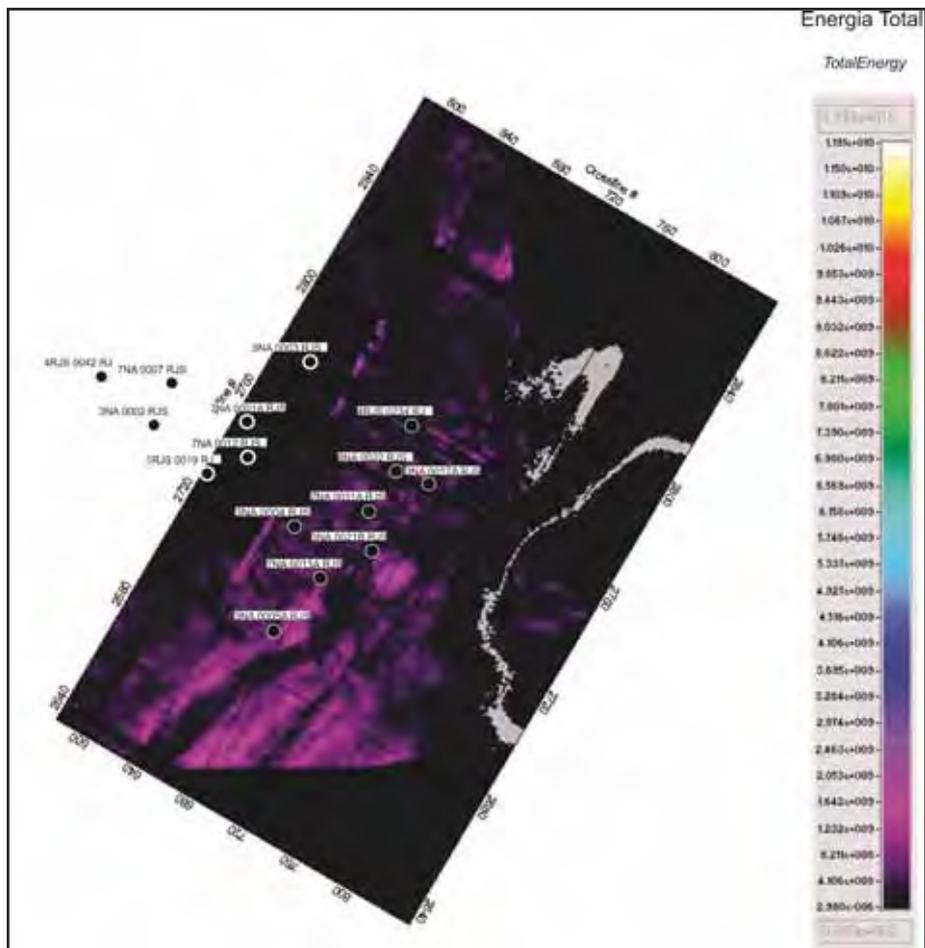
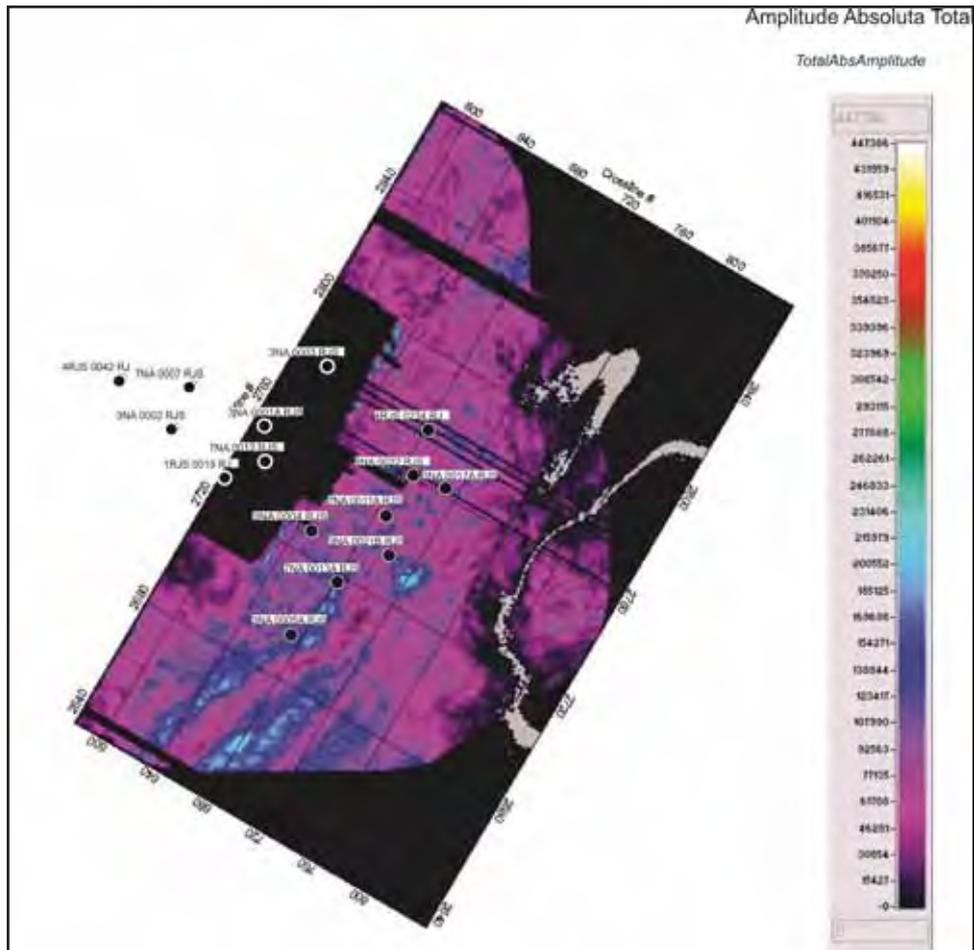
**II – Intervalo entre o topo do Grupo Macaé e a Base da  
Formação Outeiro**



# APÊNDICE C – Mapas de Atributos Sísmicos

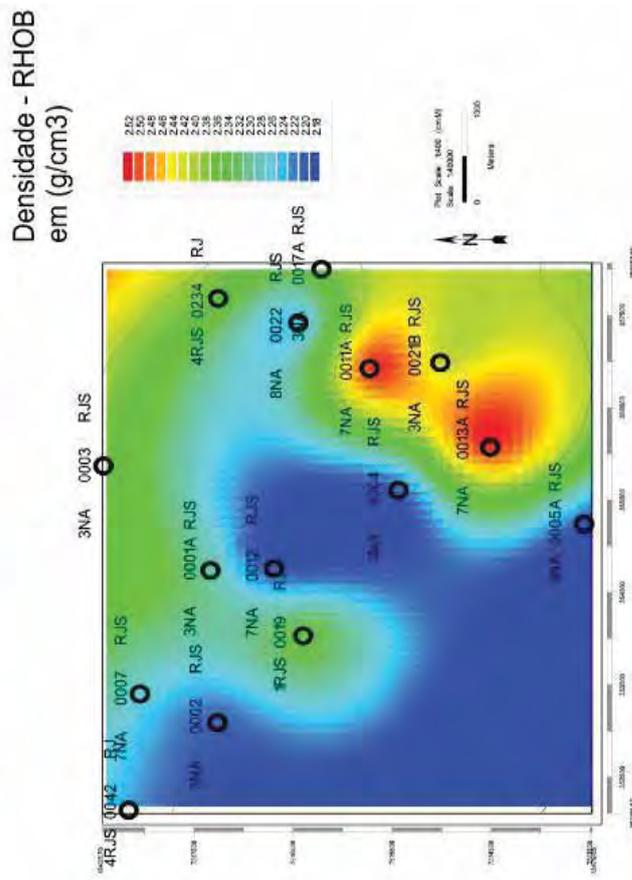
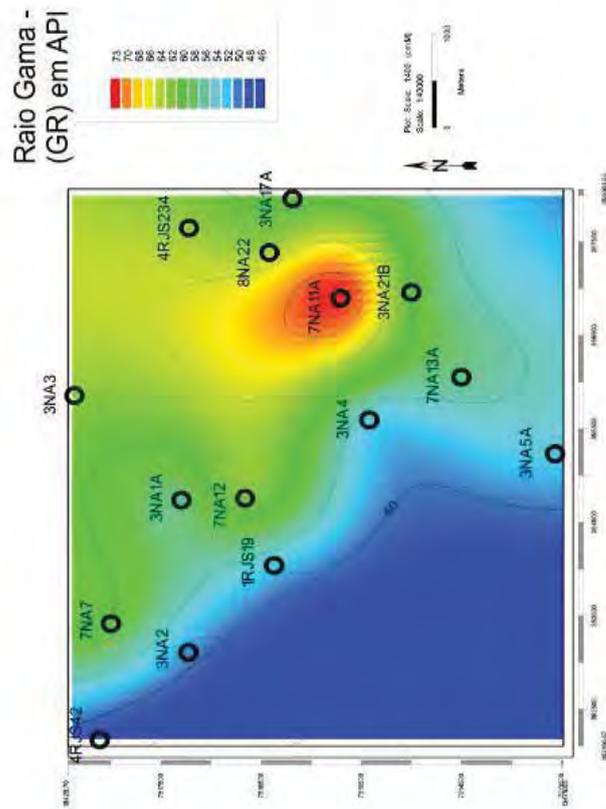
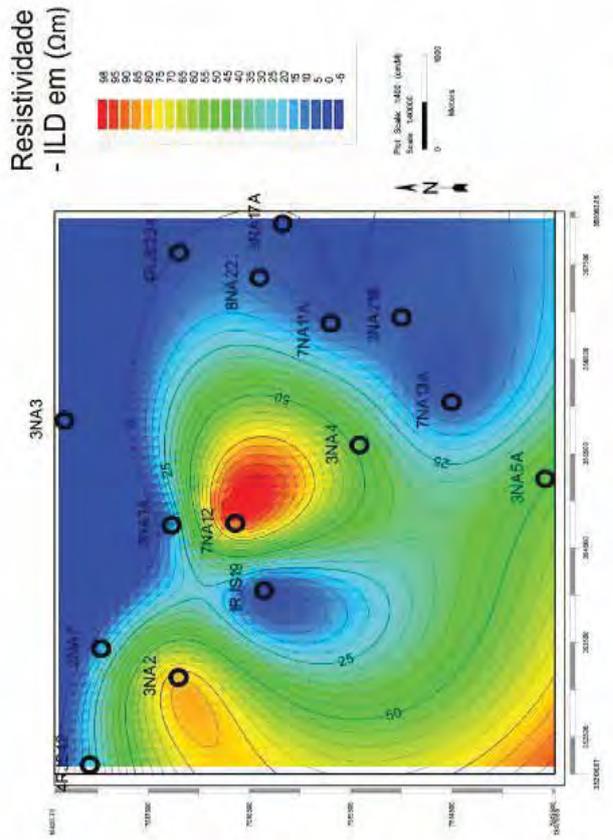
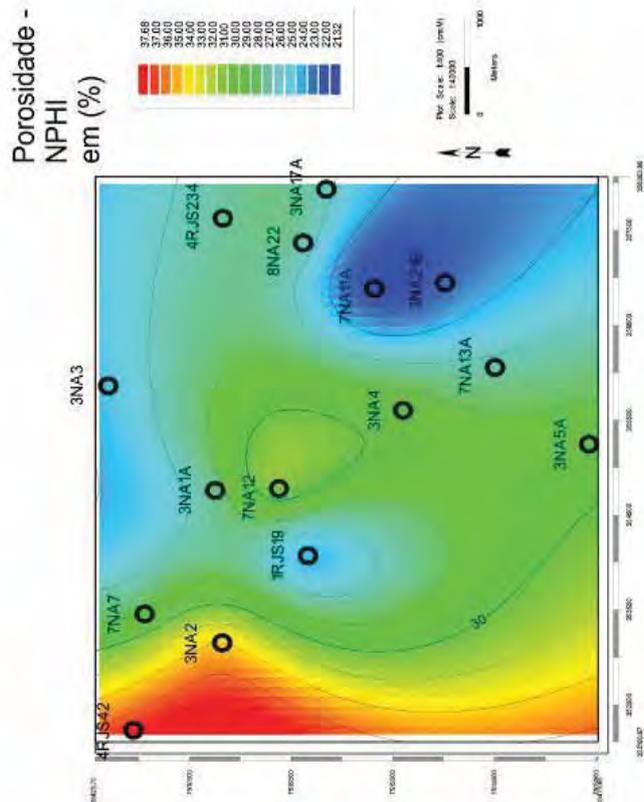


# APÊNDICE C – Mapas de Atributos Sísmicos



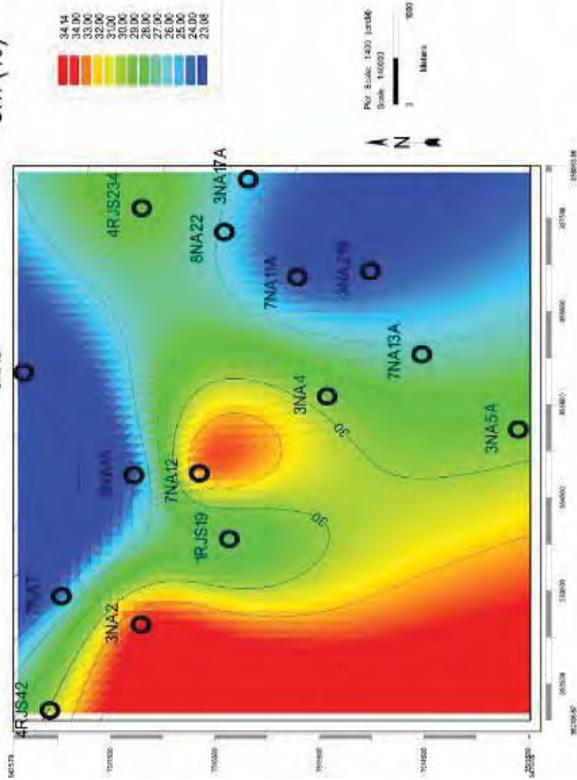
**APÊNDICE D - Mapas de Atributos Geofísicos**

Mapas de atributos geofísicos (Porosidade (NPHI), Resistividade (ILD), Raito Gama (GR) e Densidade (RHOB)) do nível reservatório NA-4

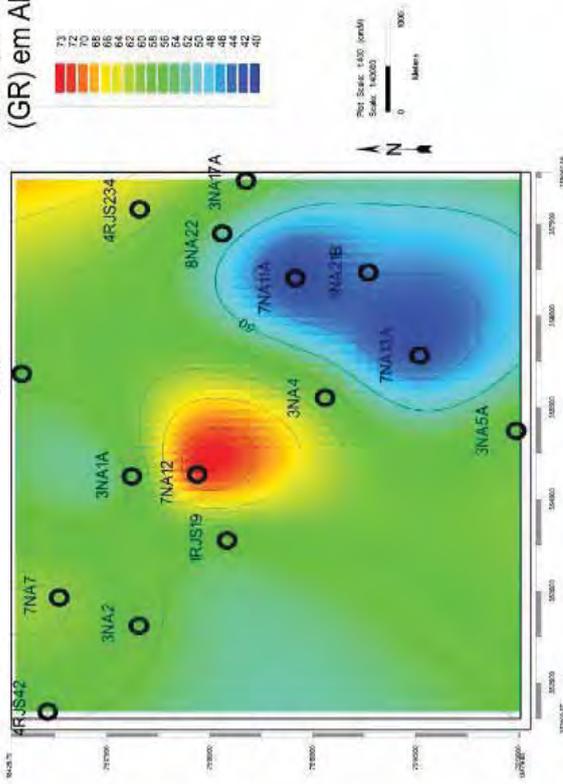


Mapas de atributos geofísicos (Porosidade (NPHI), Resistividade (ILD), Rato Gama (GR) e Densidade (RHOB) do nível reservatório NA-1

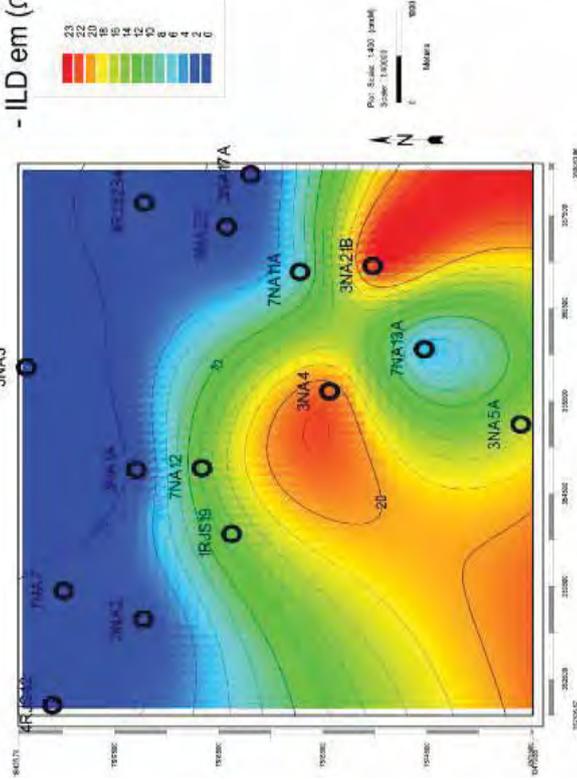
Porosidade - NPHI em (%)



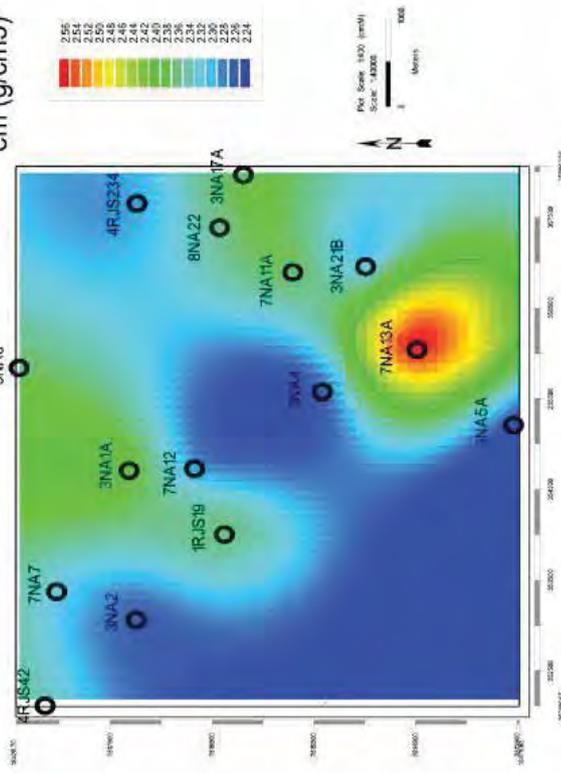
Raio Gama - (GR) em API



Resistividade - ILD em (Ωm)



Densidade - RHOB em (g/cm3)



**APÊNDICE E - Planilha de dados Petrofísicos**

APÊNDICE E - Dados Petrofísicos para os 12 níveis reservatório do Campo de Namorado – Bacia de Campos, RJ

POÇO	NÍVEL-R.	Topo	base	Gr medido (API)	Vsh (%)	NPHI (%)	ILD (Ωm)	RHOBG/cm3	PHID	Temp. do reserv.(°C)	Rw	Grad. Geot. (°C/m)	Swa	So	Areia total	Areia petroleifeira
3NA 4 RJS	NA-1	3077	3110	56.25	30.56	27.5	20	2.25	21.6	112.0	0.026	0.036198083	0.4	0.6	69.4	42.8
3NA 4 RJS	NA-2	3064	3069	50	20.63	27	30	2.35	16.2	111.0	0.026	0.036198083	0.7	0.3	79.4	25.6
3NA 4 RJS	NA-4	3027	3048	45	12.70	25	8	2.1	33.3	110.0	0.028	0.036198083	0.2	0.8	87.3	73.0
3NA 4 RJS	NA-5	3014	3018	68.5	50.00	25	23	2.12	28.6	109.2	0.028	0.036198083	0.3	0.7	50.0	34.5
3NA 4 RJS	NA-6	3006	3010	43.75	10.71	25	20	2.3	18.9	108.9	0.028	0.036198083	0.3	0.7	89.3	58.8
3NA 4 RJS	NA-8	2996	3002	50	20.63	27	30	2.25	21.6	108.6	0.028	0.036198083	0.3	0.7	79.4	52.1
4RJS 234 RJ	NA-1	3297	3314	50	20.63	20	1.5	2.3	21.2	119.7	0.028	0.036198083	1.0	0.0	79.4	0.0
4RJS 234 RJ	NA-2	3278	3288	56.25	30.56	25	1	2.3	21.2	118.8	0.024	0.036198083	1.0	0.0	69.4	0.0
4RJS 234 RJ	NA-3	3258	3262	43.75	10.71	26	1	2.25	24.2	118.0	0.024	0.036198083	1.0	0.0	89.3	0.0
4RJS 234 RJ	NA-4	3243	3247	50	20.63	23	1	2.28	22.4	117.5	0.025	0.036198083	1.0	0.0	79.4	0.0
4RJS 234 RJ	NA-6	3229	3234	56.25	30.56	24	1	2.25	24.2	117.0	0.025	0.036198083	1.0	0.0	69.4	0.0
4RJS 234 RJ	NA-8	3213	3222	43.75	10.71	28	1	2.12	32.1	116.5	0.025	0.036198083	1.0	0.0	89.3	0.0
7NA 11A RJS	NA-1	3125	3140	37.5	0.79	25	12	2.25	24.2	113.4	0.026	0.036198083	0.3	0.7	99.2	70.5
7NA 11A RJS	NA-2	3121	3123	37.5	0.79	10	2	2.45	12.1	113.0	0.026	0.036198083	0.4	0.6	99.2	56.3
7NA 11A RJS	NA-4	3075	3079	56.25	30.56	15	3	2.33	19.4	111.4	0.0265	0.036198083	0.5	0.5	69.4	32.8
8NA 22 RJS	NA-2	3226	3229	38	1.59	20	6	2.35	18.2	116.8	0.026	0.036198083	0.6	0.4	98.4	37.7
8NA 22 RJS	NA-4	3208	3214	56.25	30.56	23	13	2.13	31.5	116.2	0.026	0.036198083	0.3	0.7	69.4	45.7
8NA 22 RJS	NA-5	3195	3203	56.5	30.95	23	7	2.2	27.3	115.8	0.026	0.036198083	0.4	0.6	69.0	39.3
8NA 22 RJS	NA-6	3185	3192	45	12.70	22	20	2.18	25.4	115.4	0.026	0.036198083	0.2	0.8	87.3	66.3
8NA 22 RJS	NA-8	3172	3184	50	20.63	23	20	2.25	21.6	115.0	0.026	0.036198083	0.3	0.7	79.4	57.5
7NA 13A RJS	NA-1	3090	3098	37.5	0.79	18	20	2.2	24.3	112.0	0.026	0.036198083	N/A	N/A	99.2	N/A
7NA 13A RJS	NA-4	3033	3044	59.37	35.51	10	4	2.4	15.2	110.0	0.027	0.036198083	N/A	N/A	64.5	N/A
3NA 21B RJS	NA-1	3080	3092	43.75	10.71	23	25	2.25	21.6	111.7	0.027	0.036198083	0.2	0.8	89.3	68.4
3NA 21B RJS	NA-2	3074	3078	43.75	10.71	28	12	2.15	30.3	111.3	0.027	0.036198083	0.2	0.8	89.3	68.3
3NA 21B RJS	NA-4	3035	3039	62.5	40.48	27	8	2.3	21.2	109.9	0.027	0.036198083	1.0	0.0	59.5	0.0
3NA 5A RJS	NA-1	3082	3100	56.25	30.56	25	20	2.25	21.6	111.9	0.027	0.036198083	0.3	0.7	69.4	47.9
3NA 5A RJS	NA-2	3068	3068	56.25	30.56	18	5	2.3	21.2	111.0	0.027	0.036198083	0.8	0.2	69.4	12.9
3NA 5A RJS	NA-4	3028	3048	50	20.63	25	60	2.2	24.3	110.0	0.027	0.036198083	0.1	0.9	79.4	71.5
3NA 5A RJS	NA-8	3015	3018	62.5	40.48	23	20	2.18	25.4	109.2	0.027	0.036198083	0.2	0.8	59.5	46.0
3NA 5A RJS	NA-9	3011	3014	56.25	30.56	23	6	2.3	21.2	109.0	0.027	0.036198083	0.5	0.5	69.4	35.6
3NA 5A RJS	NA-10	3003	3010	62.5	40.48	23	12	2.28	22.4	108.8	0.027	0.036198083	0.4	0.6	59.5	35.1
3NA 5A RJS	NA-11	2998	3001	56.25	30.56	28	9	2.25	24.2	108.6	0.027	0.036198083	0.3	0.7	69.4	45.6
3NA 17A RJS	NA-1	3285	3304	56.25	30.56	23	1.5	2.35	18.2	119.3	0.023	0.036198083	1.0	0.0	69.4	0.0
3NA 17A RJS	NA-4	3233	3236	62.5	40.48	25	1	2.28	22.4	117.1	0.025	0.036198083	1.0	0.0	59.5	0.0
3NA 17A RJS	NA-8	3192	3219	62.5	40.48	23	20	2.25	21.6	116.0	0.025	0.036198083	0.2	0.8	59.5	47.9
7NA 7 RJS	NA-1	3180	3218	53.12	25.59	22.5	1	2.25	24.2	115.8	0.026	0.036198083	1.0	0.0	74.4	0.0
7NA 7 RJS	NA-2	3166	3176	50	20.63	22.5	10	2.27	23.0	114.8	0.026	0.036198083	0.6	0.4	79.4	34.7
7NA 7 RJS	NA-4	3118	3147	43.75	10.71	25	10	2.25	24.2	113.4	0.026	0.036198083	0.3	0.7	89.3	63.4
7NA 7 RJS	NA-8	3098	3109	50	20.63	24	50	2.25	21.6	112.3	0.026	0.036198083	0.2	0.8	79.4	63.1
7NA 7 RJS	NA-9	3078	3083	50	20.63	22.5	10	2.25	24.2	111.5	0.027	0.036198083	0.7	0.3	79.4	26.4
7NA 7 RJS	NA-12	3060	3074	62.5	40.48	25	8	2.27	23.0	111.0	0.027	0.036198083	0.6	0.4	59.5	23.9
3NA 2 RJS	NA-1	3134	3155	37.5	0.79	27.5	2	2.3	21.2	113.8	0.026	0.036198083	0.9	0.1	99.2	13.8
3NA 2 RJS	NA-4	3093	3124	43.75	10.71	30	50	2.25	24.2	112.5	0.026	0.036198083	0.2	0.8	89.3	74.4
3NA 2 RJS	NA-5	3088	3091	37.5	0.79	25	20	2.22	26.5	111.8	0.027	0.036198083	0.3	0.7	99.2	72.8
3NA 2 RJS	NA-6	3079	3082	43.75	10.71	28.5	15	2.15	30.3	111.5	0.027	0.036198083	0.5	0.5	89.3	46.2
3NA 2 RJS	NA-7	3058	3069	56.25	30.56	30	8	2.12	32.1	110.9	0.027	0.036198083	0.3	0.7	69.4	50.2
3NA 2 RJS	NA-8	3037	3057	43.75	10.71	26.5	100	2.12	28.6	110.3	0.027	0.036198083	0.0	1.0	89.3	85.2
3NA 2 RJS	NA-9	3030	3036	50	20.63	28.75	50	2.15	27.0	109.8	0.028	0.036198083	0.1	0.9	79.4	68.6

APÊNDICE E - Dados Petrofísicos para os 12 níveis reservatório do Campo de Namorado – Bacia de Campos, RJ

POÇO	NÍVEL-R.	Topo	base	Gr medido (API)	Vsh (%)	NPHI (%)	ILD (cm)	RHOB g/cm3	PHID	Temp. do reserv.(°C)	Rw	Grad. Geot. (°C/m)	Swa	So	Areia total	Areia oleífera
1RJS 19 RJ	NA-1	3058	3079	50	20.63	33	50	2.23	22.7	111.1	0.027	0.036198083	0.3	0.7	79.4	59.4
1RJS 19 RJ	NA-2	3033	3037	50	20.63	40	8	2.12	32.1	109.9	0.028	0.036198083	0.3	0.7	79.4	51.9
1RJS 19 RJ	NA-4	3014	3018	50	20.63	35	5	2.2	27.3	109.2	0.028	0.036198083	0.5	0.5	79.4	38.4
1RJS 19 RJ	NA-5	3010	3013	50	20.63	35	30	2.2	24.3	109.0	0.028	0.036198083	0.2	0.8	79.4	61.5
1RJS 19 RJ	NA-8	2990	2995	56.25	30.56	40	20	2.12	28.6	108.3	0.028	0.036198083	0.2	0.8	69.4	55.0
1RJS 19 RJ	NA-9	2986	2986	56.25	30.56	43	40	2	35.1	108.0	0.028	0.036198083	0.1	0.9	69.4	60.7
3NA 1A RIS	NA-1	3118	3146	50	20.63	15	0.6	2.25	24.7	113.4	0.026	0.036198083	1.0	0.0	79.4	0.0
3NA 1A RIS	NA-2	3100	3106	37.5	0.79	15	50	2.25	21.6	112.3	0.026	0.036198083	0.3	0.7	99.2	64.6
3NA 1A RIS	NA-4	3050	3089	50	20.63	22.5	60	2.12	28.6	111.1	0.027	0.036198083	0.2	0.8	79.4	66.1
3NA 1A RIS	NA-5	3041	3043	56.25	30.56	25	10	2.2	27.3	110.1	0.027	0.036198083	0.5	0.5	69.4	35.7
3NA 1A RIS	NA-6	3036	3040	50	20.63	22.5	20	2.18	25.4	110.0	0.028	0.036198083	0.2	0.8	79.4	60.0
3NA 1A RIS	NA-7	3015	3028	50	20.63	22.5	30	2.25	21.6	109.4	0.028	0.036198083	0.5	0.5	79.4	42.2
3NA 1A RIS	NA-8	2987	3012	50	20.63	22.5	100	2.18	25.4	108.6	0.028	0.036198083	0.1	0.9	79.4	73.2
7NA 12 RIS	NA-1	3124	3145	75	60.32	29	20	2.12	28.6	113.5	0.026	0.036198083	0.2	0.8	39.7	31.3
7NA 12 RIS	NA-2	3113	3116	43.75	10.71	26	10	2.12	32.1	112.7	0.026	0.036198083	0.3	0.7	89.3	59.4
7NA 12 RIS	NA-4	3078	3091	56.25	30.56	27	30	2.18	25.4	111.7	0.027	0.036198083	0.1	0.9	69.4	60.9
7NA 12 RIS	NA-5	3072	3075	50	20.63	30	12	2.15	30.3	111.3	0.027	0.036198083	0.3	0.7	79.4	58.9
7NA 12 RIS	NA-6	3064	3069	50	20.63	26	15	2.15	30.3	111.0	0.027	0.036198083	1.0	0.0	79.4	0.0
7NA 12 RIS	NA-7	3038	3040	39	3.17	29	15	2.18	28.5	110.0	0.028	0.036198083	0.2	0.8	96.8	76.6
7NA 12 RIS	NA-8	3010	3027	40	4.76	28	30	2.2	24.3	109.3	0.028	0.036198083	0.1	0.9	95.2	83.6
4RJS 42 RJ	NA-1	3135	3168	56.25	30.56	27.5	8	2.25	24.2	114.1	0.026	0.036198083	1.0	0.0	69.4	0.0
4RJS 42 RJ	NA-2	3100	3108	43.75	10.71	31	9	2.25	24.2	112.4	0.026	0.036198083	0.8	0.2	89.3	14.2
4RJS 42 RJ	NA-4	3087	3090	43.75	10.71	33	30	2.24	22.2	111.8	0.027	0.036198083	0.1	0.9	89.3	76.0
4RJS 42 RJ	NA-8	3057	3060	62.5	40.48	22.5	10	2.22	26.1	110.7	0.028	0.036198083	0.3	0.7	59.5	40.6
4RJS 42 RJ	NA-9	3048	3054	62.5	40.48	22.5	0.7	2.37	17.3	110.4	0.028	0.036198083	0.4	0.6	59.5	37.8
3NA 3 RIS	N/A	N/A	N/A	75	60.32	20	1	2.35	18.2	112.2	0.027	0.036198083	N/A	N/A	39.7	N/A