



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA



**ANÁLISE DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA MODELAGEM DA
POROSIDADE EFETIVA DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE
CAMPOS**

Autora: Luana Maria Garcia de Lima

Orientador: Prof. Dr. Emilson Pereira Leite



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA



ANÁLISE DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA MODELAGEM DA POROSIDADE EFETIVA DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS

Trabalho de Conclusão de Curso Apresentado em XX de Julho de 2012 ao Departamento de Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas, como exigência para a obtenção do título de Bacharel em Geologia.

Autora: Luana Maria Garcia de Lima

Campinas, Junho 2012

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a toda minha família, pela oportunidade, pelo incentivo e por sempre me ensinar a nunca desistir de meus objetivos.

O meu muito obrigado, ao meu orientador Prof. Dr. Emilson Pereira Leite, pelos ensinamentos e pela confiança depositada.

Agradeço as minhas amigas Aline e Dani, pela amizade e por estarem sempre ao meu lado.

Por fim, os meus agradecimentos a turma 07 da geologia, e a todos os meus amigos que me ajudaram nessa trajetória.

Resumo

Neste trabalho foi efetuada uma modelagem integrada de perfis geofísicos de poços e de dados sísmicos 3D do Campo de Namorado, Bacia de Campos. O objetivo principal foi obter um modelo de porosidade efetiva para as rochas do reservatório de hidrocarbonetos desse campo, através da aplicação de um método de análise multivariada que permite incorporar vários atributos derivados da sísmica. Modelos de porosidade efetiva, tal como o produzido neste trabalho, contribuem significativamente para a caracterização do reservatório e para estimar as reservas de hidrocarbonetos. Os métodos empregados compreenderam etapas onde foram utilizados doze perfis de poços de porosidade efetiva normalizados e suavizados, calculados os atributos sísmicos baseados em amostras temporais dos traços sísmicos e, finalmente, estabelecido um modelo matemático que relaciona os atributos sísmicos à porosidade efetiva. Com isso, foram obtidos pseudo-perfis de poços nas posições dos poços disponíveis, e um modelo numérico 3D de porosidade para o reservatório como um todo. Os resultados da modelagem foram analisados estatisticamente através da separação dos dados em conjuntos de validação, os quais permitiram inferir a confiança no modelo final. Como não foram encontrados na literatura modelos de porosidade similares para este campo específico, os resultados estatísticos foram comparados com aqueles obtidos para a modelagem da porosidade do campo de Blackfoot, Canadá, onde os autores utilizaram o mesmo método de modelagem.

Palavras-chave: Bacia de Campos, Atributos Sísmicos, Perfis Geofísicos de Poços.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Perfilagem Geofísica	2
1.3 Sísmica de reflexão 3D	2
1.4 Localização da Área	6
1.5 Contexto Geológico	7
1.5.1 <i>Bacia de Campos</i>	7
1.5.2 <i>Arcabouço Estrutural</i>	12
1.5.3 <i>Evolução Tectono-Sedimentar</i>	13
1.5.4 <i>Campo Namorado</i>	15
Capítulo 2 - Materiais e Métodos	18
2.1 Perfil de Densidade (RHOB)	18
2.2 Perfil de Raios Gama	20
2.3 Porosidade Absoluta e Efetiva	21
2.4 Atributos Sísmicos	23
2.5 Análise Multiatributo	24
2.5.1 <i>Regressão Linear Convencional</i>	26
2.5.2 <i>Extensão para múltiplos atributos</i>	28
2.5.3 <i>Uso do operador convolucional</i>	30
Capítulo 3 - Resultados e Discussões	33
Capítulo 4 - Conclusões	45
Referências Bibliográficas	46

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Mapa de Localização do Campo Namorado, Bacia de Campos, RJ.....	06
Figura 1.2 - Localização dos poços no Campo de Namorado.....	07
Figura 1.3 - Coluna Estratigráfica da Bacia Campos.....	11
Figura 1.4 - Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado.....	16
Figura 1.5 - Modelo paleogeográfico proposto para a área do Campo de Namorado.....	17
Figura 2.1 - Perfil de densidade do poço NA12, em que se observa uma menor densidade entre as profundidades 3000 m e 3190 m, indicando topo e base do reservatório, respectivamente	19
Figura 2.2 - Perfil de Raio Gama do poço RJS42.....	21
Figura 2.3 - Seção Transversal de uma amostra de rocha.....	22
Figura 2.4 - Fluxograma da Interpretação Estatística Supervisionada	25
Figura 2.5 - Diagrama de dispersão convencional entre o perfil-alvo densidade-porosidade e o atributo sísmico.....	27
Figura 2.6 - Aplicação de transformações não lineares para ambos, o perfil e o dado atributo, melhorando a correlação entre os dois.....	28
Figura 2.7 - Três atributos sísmicos, cada amostra do perfil-alvo é modelada com uma combinação linear de amostras de atributos ao mesmo tempo.....	29
Figura 2.8 - Uma comparação entre o perfil-alvo (esquerda) com o atributo sísmico (direita), enfatizando a diferença no conteúdo da frequência. Essa observação sugere que o uso de um operador convolucional resolve a diferença.....	31
Figura 2.9 - Uso um operador convolucional cinco-pontos para relacionar os atributos sísmicos para o perfil-alvo.....	32

Figura 3.1 - Perfis-alvo dos poços NA12, NA1A e NA2, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.....	34
Figura 3.2 - Perfis-alvo dos poços NA21B, NA37D e NA4, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.....	34
Figura 3.3 - Perfis-alvo dos poços NA6D, NA7 e NA8D, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.....	35
Figura 3.4 - Perfis-alvo dos poços NA9D, RJS19 e RJS42, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.....	35
Figura 3.5 - Diagrama de Dispersão, com todos os poços, mostrando a correlação e o erro do modelo de porosidade gerado.....	38
Figura 3.6 - Gráfico do Erro Médio (%) em relação ao número de atributos utilizados.....	39
Figura 3.7 - Gráfico do Erro Médio (%) em relação aos poços utilizados.....	40
Figura 3.8 - Resultado da aplicação da regressão multi atributo em alguns poços utilizados no trabalho.....	41
Figura 3.9 - Inline 318, como exemplo, para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.....	42
Figura 3.10 - Inline 360, como exemplo, para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.....	42
Figura 3.11 - Crossline 490, como exemplo, para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.....	43
Figura 3.12 - Crossline 590, como exemplo, para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.....	43
Figura 3.13 - <i>Time Slice</i> da porosidade do reservatório do Campo de Namorado, fixada no tempo 2050 ms.....	44

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Resultados do erro de treinamento e do erro de validação para cada lista, onde o alvo foi a porosidade.....	38
---	----

Capítulo 1 – Introdução

A caracterização geológica de reservatórios vem se tornando fundamental para no processo de otimização do gerenciamento dos campos de hidrocarbonetos, pois diminui os riscos e os custos de exploração e desenvolvimento. De acordo com definição encontrada no Oil Field Glossary (2006), a caracterização de reservatórios consiste na geração de um modelo que incorpora todas as características necessárias para representar as características de armazenamento do óleo presente no campo. Esse processo é fundamentado em reunir dados adquiridos a partir de diferentes fontes, escalas e métodos, tais como dados de poços, dados de produção, dados sísmicos, informações sobre a física da rocha e modelos geológicos com o objetivo final de gerar um modelo estático 3D de permeabilidade, porosidade, litologia e saturação.

A aquisição de dados sísmicos 3D teve início no começo da década de 1970 e os algoritmos de processamento foram desenvolvidos principalmente a partir da década de 1980 (Liner et al., 2004). Os dados sísmicos 3D vem auxiliando de modo significativo todo o processo de caracterização de reservatórios. Esses dados constituem medidas indiretas, que são densamente adquiridas e podem ser usadas de maneira efetiva para auxiliar na interpolação dos parâmetros nas regiões localizadas entre os poços, pois possuem uma alta resolução horizontal.

Os perfis de poços fornecem informações diretas e indiretas de algumas propriedades importantes do reservatório como a porosidade, a permeabilidade, o tipo de rocha, entre outras e também apresentam uma alta resolução vertical mais alta do que àquela fornecida pelos dados sísmicos. Embora forneçam uma informação mais direta do reservatório, os dados dos perfis de poços são dispersos no campo e conhecidos em poucas localizações, além de possuírem uma baixa resolução horizontal. Desse modo, no processo de caracterização é importante a integração dessas informações com o dado sísmico para obtenção de modelos que possuam a melhor resolução lateral e vertical possível. A integração dos perfis de poços e dos dados sísmicos tem sido um constante alvo dos geocientistas. Isso tem se tornado altamente importante e de grande sucesso recentemente devido à mudança da fase de exploração dos campos existentes para a fase de desenvolvimento, na qual é perfurada uma grande quantidade de poços (Greenlee et al., 1994).

1.1 Objetivos

O objetivo mais geral deste trabalho é aplicar uma metodologia que integra dados sísmicos 3D e dados de perfis geofísicos de poços no sentido de contribuir para a caracterização geológica de reservatórios de hidrocarbonetos. O objetivo específico é a obtenção de um modelo numérico 3D de porosidade efetiva para o reservatório de petróleo do Campo de Namorado, Bacia de Campos, a partir da análise multivariada de atributos sísmicos em conjunto com perfis de porosidade efetiva.

1.2 Perfilagem Geofísica

A perfilagem geofísica é definida, segundo Rider (2000), como sendo o registro contínuo dos parâmetros geofísicos captados ao longo da parede de um poço, com utilização de ferramentas a cabo ou, ainda, de ferramentas acopladas nas colunas de perfuração. Os valores medidos são associados à profundidade das informações obtidas dos poços.

As curvas resultantes da perfilagem são denominadas perfis geofísicos, os quais são registros de propriedades radioativas, elétricas e acústicas em função da profundidade, típicas de cada litologia. Os principais tipos de perfis são de temperatura, de densidade de elétrons, radiométricos, de resistividade elétrica, indução eletromagnética, tempo de percurso de onda acústica (sônico) e de potencial espontâneo. Estão descritos nesse trabalho somente os perfis geofísicos utilizados. Ellis e Singer (2008) expõem de forma detalhada a fundamentação teórica e as ferramentas de aquisição dos principais perfis geofísicos. Aplicações práticas básicas podem ser encontradas em Krygowski e Asquith (2004).

1.3 Sísmica de reflexão 3D

O método sísmico é um dos métodos geofísicos mais utilizados na caracterização de reservatórios, principalmente devido à sua densa e detalhada amostragem horizontal. A sísmica 3D tem provado ser uma ferramenta poderosa para imagear a

subsuperfície e demonstra alta razão custo/benefício, pois reduz os riscos de poços secos e fornece um melhor indicativo para posicionamento de novos poços (Liner, 2004). Além disso, a sísmica 3D foi responsável pela melhora nas estimativas das reservas de hidrocarbonetos (Knight, 1989).

O método da Sísmica de Reflexão é caracterizado pela geração de ondas sísmicas por meio de fontes artificiais (caminhões vibradores, canhões de ar, explosivos), tais ondas se propagam dentro da Terra e a energia atravessa as camadas que constituem os substratos geológicos. Nos lugares em que as propriedades elásticas das rochas se alteram, uma parte da energia é transmitida para as demais camadas e outra parte é refletida, voltando à superfície e sendo detectada por sensores (hidrofonos e geofones).

A partir do dado sísmico podem ser medidos alguns parâmetros de interesse, dentre os quais os principais são: o padrão dos eventos de reflexão, a característica dos eventos, a amplitude dos eventos e o tempo de chegada das ondas.

As ondas sísmicas são subdivididas em ondas de corpo (ondas acústicas ou compressionais (P) e ondas cisalhantes (S)) e ondas de superfície (Rayleigh e Love), sendo caracterizadas pelo movimento da partícula que compõe o material enquanto a onda o atravessa. Contudo, a maioria dos levantamentos sísmicos registram as ondas P, cuja propagação causa a compressão e a expansão das distâncias intermoleculares do material. A propagação dessas ondas no interior da Terra é condicionada principalmente pela densidade e/ou pela velocidade de propagação do meio. Assim, em interfaces que separam diferentes tipos de rocha, onde a densidade e/ou a velocidade de propagação se alteram, parte da energia da onda é transmitida e outra parte refletida.

A razão da amplitude da onda refletida em relação à onda incidente é chamada de coeficiente de reflexão. Para a maioria das interfaces encontradas na Terra, este coeficiente é inferior a 0,1 podendo alcançar 0,3 em casos favoráveis, sendo essas umas das principais dificuldades de se obter eventos bem definidos em seções de sísmica de reflexão. A equação 1.1 é usada para calcular o coeficiente de reflexão (R), quando a onda incide perpendicularmente em uma camada.

$$R = \frac{\rho_2 \cdot V_2 - \rho_1 \cdot V_1}{\rho_2 \cdot V_2 + \rho_1 \cdot V_1} \quad (1.1)$$

Onde ρ_1 e V_1 são a densidade e a velocidade de propagação da onda no meio incidente e ρ_2 e V_2 são as mesmas propriedades no meio em que a onda irá se propagar. É importante ressaltar que o coeficiente de reflexão é apenas uma das componentes da amplitude sísmica registrada pelos receptores na superfície terrestre. Outros fatores que causam perda de amplitude são: espalhamento geométrico, absorção e perda por transmissão (Liner, 2003). Para lidar com essas perdas, normalmente são aplicados ganhos de amplitudes variáveis em janelas móveis que percorrem toda a seção sísmica, de forma a compensar essa perda de amplitude.

O produto entre densidade e velocidade tem o nome de impedância acústica. Sendo assim é definido que a sísmica de reflexão é um método que mede o contraste de impedância acústica entre as rochas que compõem a subsuperfície.

Um trabalho completo de sísmica 3D consiste em quatro partes fundamentais: planejamento do levantamento, aquisição, processamento e interpretação. O planejamento é essencial para prever a quantidade de fontes/receptores necessários, frequência de operação, arranjos de campo e respostas esperadas. A etapa de aquisição consiste na coleta e organização dos dados sísmicos em formatos adequados para processamento. O processamento desses dados envolve várias etapas. As principais são: aplicação de ganhos de amplitude; deconvolução para eliminação do efeito do pulso sísmico (wavelet); análise de velocidades e correção de sobretempo normal; migração. Somente após processamento criterioso é que são produzidas as seções sísmicas que representam a subsuperfície da Terra e que podem ser interpretadas geologicamente. A interpretação geológica geralmente é feita a partir da correlação dos eventos encontrados nas seções sísmicas com feições características observadas em alguns perfis de poços como o perfil de densidades ou o de raios gama (Liner, 2003; Bacon *et.al.*, 2003).

Os dados são adquiridos através dos levantamentos que podem ser marinhos ou terrestres, sendo que atualmente vem crescendo bastante a quantidade de levantamentos marinhos. Na caracterização de reservatórios off-shore normalmente são registradas as ondas P refletidas nas diversas interfaces do interior da Terra. Caso

estejam disponíveis receptores capazes de registrar componentes horizontais, então as ondas S também são registradas. Cada onda que atinge o receptor produz um impulso momentâneo proporcional à vibração sofrida pelo terreno. Cada impulso registrado é caracterizado como sendo uma amostra do traço sísmico e a justaposição de todos os traços obtidos em um levantamento produz uma seção sísmica 2D ou um volume de dados 3D (Sancevero, 2007).

Em geral a aquisição sísmica é realizada a partir de uma técnica que visa aumentar a razão sinal/ruído do dado, através da repetição de amostragem de pontos sobre as interfaces em subsuperfície. Essa técnica é chamada CMP (*common midpoint*; ponto médio comum) ou CDP (*common depth point*; ponto de profundidade comum) e tem como base o fato de um mesmo ponto em subsuperfície ser registrado com diferentes afastamentos entre o receptor e a fonte. A seção sísmica final é adquirida após a soma dos traços redundantes e após as correções realizadas durante o processamento sísmico.

A interpretação das seções sísmicas devidamente processadas pode ser feita de forma qualitativa ou quantitativa. Na interpretação qualitativa, os eventos de reflexão identificados nas seções sísmicas são rastreados, formando os chamados horizontes sísmicos. Esses horizontes são interpretados como descontinuidades geológicas associadas a diferentes idades geológicas. É possível também procurar por padrões de terminações dos eventos sísmicos e associá-los à estratigrafia e à história deposicional. A interpretação qualitativa, portanto, não envolve a análise da amplitude sísmica, mas apenas os tempos de percurso da onda. Por outro lado, a interpretação quantitativa procura extrair da amplitude sísmica informações sobre as propriedades do reservatório, tais como a porosidade, litologia e saturação de água. Vários métodos de interpretação quantitativa têm sido desenvolvidos e aplicados na caracterização de reservatórios, tais como: Análise Multiatributo (aplicada neste trabalho; Russell, 2004); Redes Neurais Artificiais (Leite & Vidal, 2011); Inversão Sísmica (Robinson, 2001); e Análise de Amplitude vs. Offset (Connolly, 1999). Em geral, todos esses métodos procuram prever alguma propriedade física de interesse, seja a partir única e exclusivamente da amplitude sísmica original, seja a partir de atributos sísmicos derivados dessa amplitude.

A maioria das interpretações sísmicas 3D é realizada em seções retiradas do volume de dados. O volume de dados 3D possui um conjunto de pontos com coordenadas (x, y, t) regularmente espaçados. As três principais direções definem então três conjuntos de seções ortogonais que compõem o conjunto completo de dados. É possível, portanto, fixar qualquer uma das coordenadas e extrair uma matriz 2D que representa uma seção sísmica. Esta seção será horizontal no caso de tempo t fixo ou vertical no caso de x ou y fixo.

1.4 Localização da Área

O Campo de Namorado está localizado a 80 km da costa (Figura 1.1), nas cotas batimétricas de 140 a 250 m, na porção centro-norte do *trend* de acumulação petrolífera da Bacia de Campos na margem continental brasileira, no Estado do Rio de Janeiro. A Bacia de Campos situa-se no sudeste do Brasil, no Estado do Rio de Janeiro, abrangendo cerca de 100.000 km², dos quais apenas 500 km², em área emersa. Separa-se da Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio e da Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória (Milani *et al.*,2000).

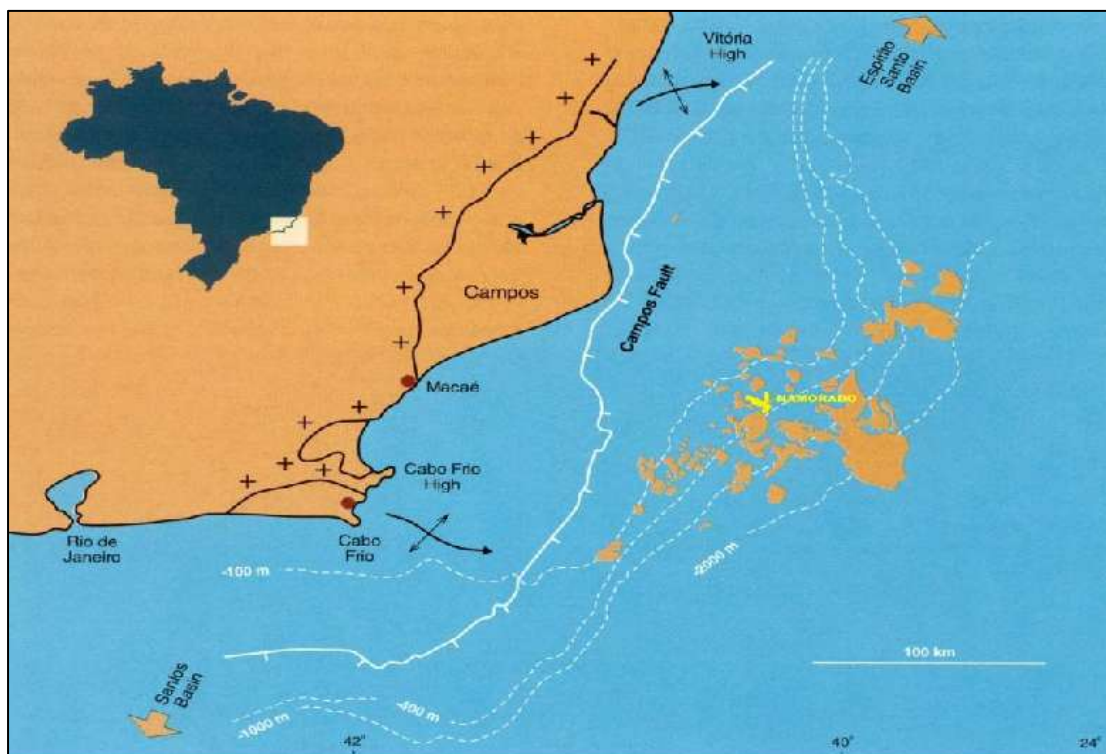


Figura 1.1: Mapa de Localização do Campo Namorado, Bacia de Campos, RJ (modificado Lima, 2004).

Há dados disponíveis de 53 poços localizados no Campo de Namorado, conforme o mapa (Figura 1.2).

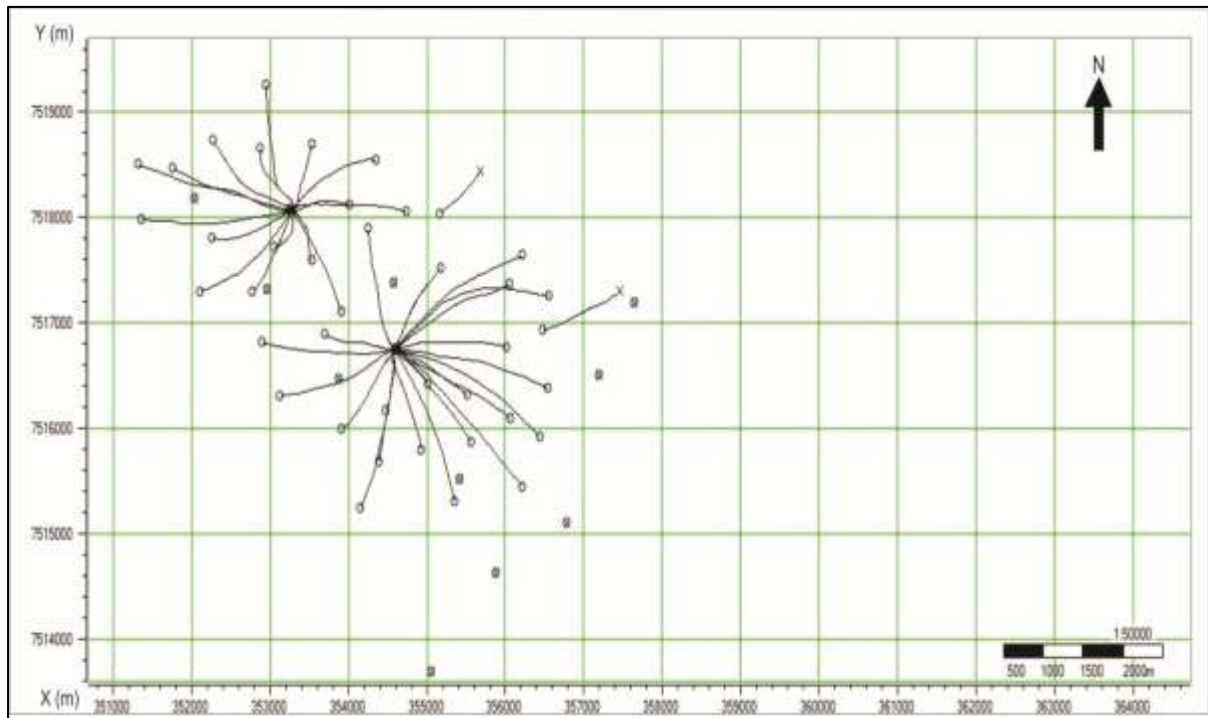


Figura 1.2: Localização dos poços no Campo de Namorado.

1.5 Contexto Geológico

1.5.1 *Bacia de Campos*

A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil no Estado do Rio de Janeiro, com uma área de 100 mil Km², até a lâmina d'água de 3.000 m (Rangel & Martins, 1998). Em cerca de 30 anos foram perfurados mais de 1.600 poços, representando a maior reserva brasileira de óleo e gás (Winter *et al.*, 2007).

É uma bacia típica de margem divergente, originada pela ruptura do supercontinente Gondwana, coincidindo em aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias da margem leste brasileira. Fatores como o baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e as variações globais do nível do mar no Neocretácio e Terciário, propiciaram a acumulação de grande volume de hidrocarbonetos, proporcionando a essa área várias qualidades em termos de potencial petrolífero (Rangel, 1987).

De acordo com Winter *et al.* (2007), a Bacia de Campos é dividida em cinco pacotes principais: Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos, que estão sobrepostas ao embasamento (Figura 1.3). Este, por sua vez, é constituído por gnaisses pré-cambrianos pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira (Cainelliet *al.*, 1999).

Formação Cabiúnas

Esta formação é composta por basaltos, diabásios e rochas vulcanoclásticas, derivadas de derrames que cobriram discordantemente o embasamento pré-cambriano, constituindo o assoalho oceânico de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos (Rangel *et al.*, 1994).

Grupo Lagoa Feia

O Grupo Lagoa Feia é subdividido nas unidades: Formação Itabapoana, Formação Atafona, Formação Coqueiros, Formação Gargaú, Formação Macabu e Formação Retiro.

A Formação Itabapoana é representada por conglomerados polimíticos e arenitos líticos de fandeltas proximais (leques de borda), originados em todo o Cretáceo inferior na borda ocidental da bacia, relacionados com os falhamentos de borda de blocos estruturais. Esta formação ocorre em toda a borda oeste da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Atafona é caracterizada por siltitos, arenitos e folhelhos lacustres, com intercalações de delgadas camadas carbonáticas. Os arenitos e siltitos apresentam minerais de estevensita e talco, que tiveram origem por processos de deposição química associada à atividade hidrotermal em lagos vulcânicos alcalinos. Nesta sequência, ocorre também um pacote pelítico, de ambiente lacustre de águas doces, conhecido como folhelho Buracica. Esta formação ocorre preferencialmente nas porções sul e centro da Bacia de Campos, nos depocentros dos lagos rasos da fase rifte e foi depositada no Andar Barremiano (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Coqueiros é constituída de coquinas de até 400 m de espessura depositadas em ambiente lacustre. Representa um depósito de pelecípodes e carapaças associados a altos estruturais, caracterizando reservatórios (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Gargaú está representada predominantemente por rochas pelíticas, tais como siltitos e margas, folhelhos, intercalados por calcilutitos e arenitos, que gradam distalmente para os carbonatos da Formação Macabu. Esta formação ocorre preferencialmente nas porções sul e centro da Bacia de Campos, nos depocentros dos lagos rasos da fase transicional e sua deposição ocorreu no Andar Aptiano (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Macabu é caracterizada por sedimentos carbonáticos (estromatólitos e laminitos microbiais) depositados em ambiente árido e raso. Ocorre preferencialmente nas porções sul e centro da Bacia de Campos e foi depositada no Andar Aptiano superior (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Retiro é formada por evaporitos, compostos por halitas e anidritas originadas no Aptiano superior, conhecida como camada de sal (Winter *et al.*, 2007).

Grupo Macaé

O Grupo Macaé foi subdivido em Formação Quissamã/Membro Búzios, Formação Outeiro, Formação Goitacás e Formação Imbetiba.

A Formação Quissamã/Membro Búzios é constituída, em sua porção proximal, por estratos de dolomitos que apresentam um sistema poroso complexo composto por brechas, *vugs*, grutas e cavernas que respondem por uma perda de circulação de fluidos durante a perfuração. À medida que se avança bacía adentro, os corpos de dolomito tornam-se mais delgados e restritos a seção basal Quissamã. Esta formação ocorre preferencialmente nas porções sul e centro da Bacia de Campos e foi originada no Andar Albiano inferior (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Outeiro é caracterizada por calcilutitos com foraminíferos e calcisferulídeos, conglomerados e margas. Foi originada em um ambiente de periplataforma (Guardado *et al.*, 1990).

A Formação Goitacás é representada por arenitos mal selecionados e por conglomerados polimíticos, com associação de calcilutitos e margas (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Imbetiba é a porção superior do Grupo Macaé e é constituída por sedimentos pelíticos com ampla predominância de margas. Esta unidade ocorre

praticamente em toda a Bacia de Campos e foi depositada no Andar Cenomaniano (Winter *et al.*, 2007).

Grupo Campos

O Grupo Campos é subdividido em três formações, sendo estas: Formação Carapebus, Formação Ubatuba e Formação Emboré.

A Formação Carapebus é composta por arenitos finos, originados por correntes de turbidez, a conglomeráticos. Estes arenitos são intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba e sua deposição ocorreu do Turoniano ao Holoceno (Rangel *et al.*, 1994).

A Formação Ubatuba é caracterizada por espessa sucessão de folhelhos esverdeado e cinza-escuros, calcilitos cinza, argilas e margas cinza-claras e diamictitos cinzentos. A deposição desta formação ocorreu em ambiente marinho do Turoniano ao recente (Rangel *et al.*, 1994).

A Formação Emboré é constituída por carbonatos e arenitos impuros, sobrejacentes e lateralmente interdigitados com os pelitos da Formação Ubatuba, sendo subdividida em três membros: Membro São Tomé – constituído por sedimentos clásticos grossos vermelhos (em ambiente de plataforma interna), Membro Siri e Membro Grussaí – sendo esses dois últimos constituídos basicamente por calcarenitos bioclásticos (em ambiente de plataforma externa). Esta formação tem idade turoniana ao recente (Rangel *et al.*, 1994).

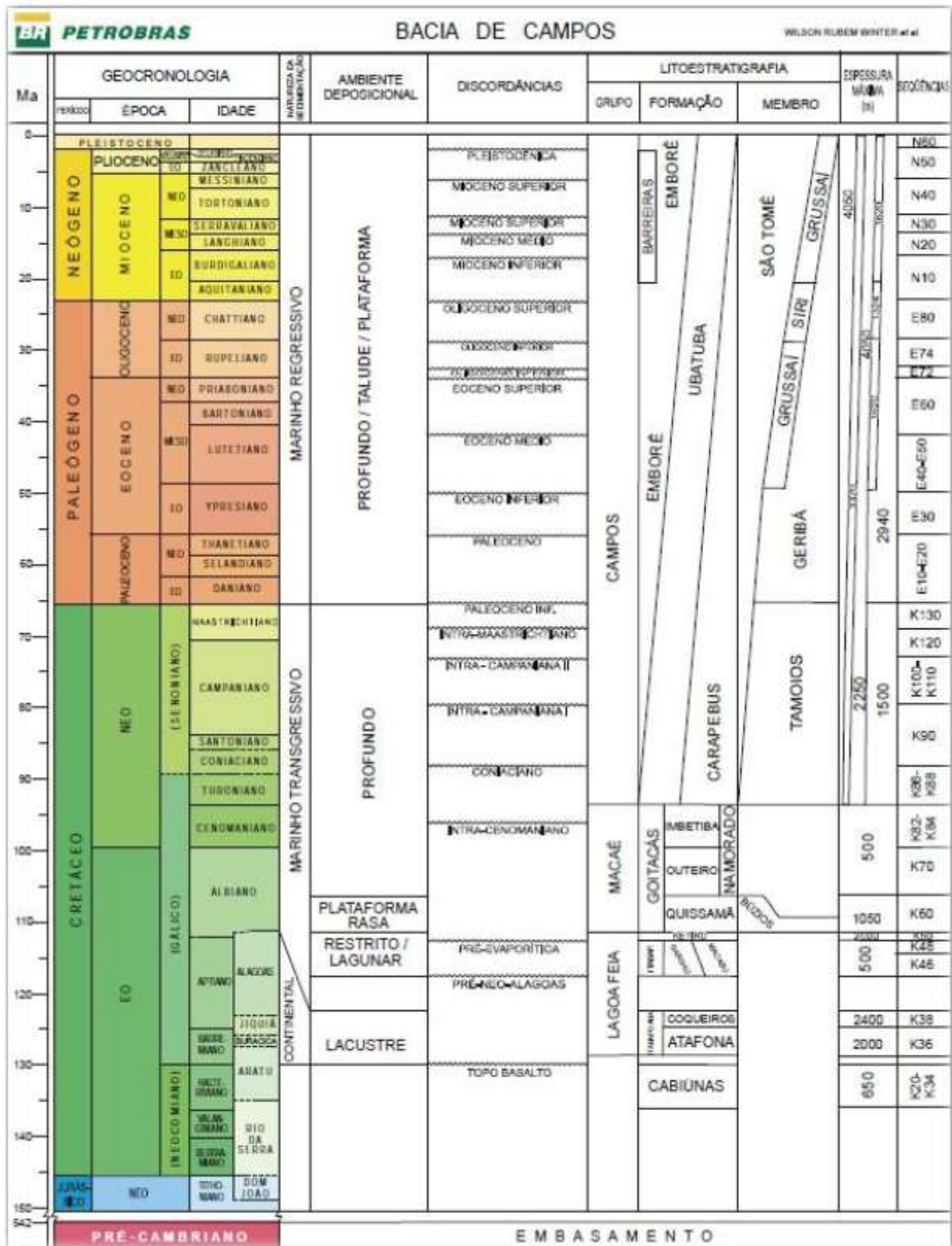


Figura 1.3: Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).

1.5.2 Arcabouço Estrutural

O rifteamento mesozóico e a formação do Atlântico Sul foram condicionados por um arcabouço estrutural pré-existente, que compõe *trends* de idades pré-cambriana, paleozóica e triássica, acomodando as falhas normais sobre um padrão estrutural mais antigo. Dessa maneira, a presença de estruturas transversais criou complicações neste quadro simplificado de propagação de rifte de sul para norte (Milani *et al.*, 2000).

A Bacia de Campos compõe o grupo de bacias de margem continental do Atlântico Sul que apresentam uma evolução tectono-sedimentar característica, com presença de falhas normais NE-SW, paralelas à costa continental, e falhas de caráter transformante com ângulos de mergulho muito elevados (Milani *et al.*, 2000).

A ocorrência do pacote aptiano, mais antigo, é limitada por uma zona de falha sintética de orientação NE-SW que se desenvolve paralela à linha de costa.

O Grupo Campos representa o preenchimento desta bacia marginal durante a fase final de subsidência térmica e basculamento do substrato para leste. Este basculamento progressivo da bacia para leste proporcionou o desenvolvimento de uma intensa deformação adiastrófica em função do peso criado pelo volumoso fluxo de sal. (Demercian *et al.*, 1993).

A tectônica salina e os modelos estruturais resultantes desta conFiguram duas situações (Demercian *et al.*, 1993):

- Próximo à costa, nos primeiros 100 a 200 km, tem-se um regime francamente distensivo devido à abertura do Oceano Atlântico, que somado a sedimentação provinda do continente, empurra o sal para o fundo da bacia.
- Em regiões de águas mais profundas a presença de sal gera um contexto compressivo, originado pela contração mergulho-abaixo do pacote salino em movimento.

A halocinese foi de grande importância no padrão de preenchimento sedimentar da bacia, pois criou falhas de crescimento e anticlinais em *rollover*, nos quais os

primeiros corpos turbidíticos se encaixaram. Entre o Cenomaniano e o Eutoroniano, as falhas de crescimento aumentaram em rejeito e quantidade (Dias *et al.*,1990).

1.5.3 Evolução Tectono-Sedimentar

A evolução da Bacia de Campos segue o modelo de estiramento crustal de McKenzie (1978). Análises realizadas em vários poços da bacia evidenciam uma grande e significativa subsidência mecânica na fase inicial de quebra de continente, e em resposta ao resfriamento da astenosfera, seguida por subsidência térmica.

De acordo com Rangel *et al.*(1994), a evolução tectono-sedimentar da bacia a caracteriza como única em termos de potencial petrolífero. A acumulação de um grande volume de hidrocarbonetos é devida a alguns fatores, como a reativação das fontes de sedimentos, variações globais no nível do mar no Neocretácio e Terciário, o baixo grau de afinamento crustal e a intensa tectônica adiastrófica.

A evolução da Bacia de Campos foi dividida de formas diferentes por vários autores, sendo que neste trabalho se utilizará da proposta de Cainelli & Mohriak (1998): Sequência Continental Clástica (Rifte), Sequência Transicional e Sequência Marinha.

A **Sequência Continental Clástica** ocorreu desde o Neocomiano até o Barremiano, com enorme atividade tectônica que gerou falhas sintéticas e antitéticas com direção preferencial NE-SW, e que apresentam certo paralelismo com as estruturas pré-Cambrianas adjacentes. Também é caracterizada por rápida subsidência crustal devido à presença de falhas com blocos rotacionados e posterior atividade vulcânica de caráter básico.

Os ambientes deposicionais variam entre os tipos fluviais deltaicos e lacustres originados na fase rifte (Barremiano). Tais rochas são associadas ao Grupo Lagoa Feia, no qual pode-se definir três fácies cíclicas, compostas por leques aluviais que geraram rochas siliciclásticas como folhelhos e arenitos, e depósitos transicionais como carbonatos; folhelhos e margas lacustres; carbonatos lacustres.

A **Sequência Transicional** foi originada durante o período Aptiano Inferior, andar Alagoas e pode ser dividida em Sequência Terrígena e Sequência Evaporítica.

A Sequência Terrígena é composta por folhelhos até conglomerados, depositados em ambientes de leques aluviais e sabkhas. Essas rochas compõem parte do Grupo Lagoa Feia, Andar Buracica, com espessura de até 600 m com a presença de fósseis como Palinomorfos e Ostracóides.

A Sequência Evaporítica ocorreu no Andar Alagoas superior e foi formada em ambiente de proto-oceano envolvendo a abertura entre África e América do Sul. As margens da bacia são caracterizadas pela ocorrência de dolomitos e a halita, com sais potássicos ocorrendo mais ao centro. Esta unidade criou os domos de sal, os quais formam importantes trapas de óleo. A diminuição da atividade tectônica e a restrição da bacia, associada ao clima árido e quente, favoreceram a deposição destes evaporitos ao longo das costas africana e brasileira. Os sedimentos clásticos somados ao sal são característicos do Andar Alagoas e os carbonatos compõem o Andar Jiquiá, sendo ambos do Grupo Lagoa Feia.

A **Sequência Marinha (Drifte)** é caracterizada como sendo a sequência com maior aporte sedimentar apresentando sedimentação marinha variada, em ambiente de margem continental. Devido à grande quantidade de tipos litológicos, a sequência foi agrupada em grandes pacotes com rochas e características distintas, sendo fragmentada em três porções:

Sequência Hemipelágica – Depositada no Albiano Superior e entre o Cenomaniano Superior e Tunomaniano inferior com espessura máxima de 400 m, corresponde à porção superior do Grupo Macaé, no qual o topo é marcado por uma discordância. Nesta sequência encontram-se turbiditos que possuem espessura máxima de 150m.

Sequência de Oceano Profundo – Caracterizada por folhelhos, que correspondem à Formação Ubatuba, e por areias de leques submarinos, que correspondem à Formação Carapebús. Esta sequência foi depositada no Turoniano ao Paleoceno inferior.

Sequência Carbonática Nerítica – Extensa plataforma carbonática apresentando subsidência térmica pós rifte, representada pelo Grupo Macaé. A deposição ocorreu no Albiano Inferior ao Médio.

1.5.4 Campo Namorado

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975, com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19, sendo sua área de aproximadamente 200 km². O campo está inserido na seção de calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Membro Outeiro) e apresenta grande parte de sua área coberta por levantamento sísmico 3D e maior amostragem por poços. (Rangel & Martins, 1998).

O principal reservatório é o Arenito Namorado, caracterizado por depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano-Cenomaniano. De acordo com Menezes & Adams (1990) este reservatório apresenta os seguintes atributos:

- Área de aproximadamente 23 km², com fechamento do tipo misto, estrutural e estratigráfico;
- Limite inferior definido por carbonatos do Grupo Macaé;
- Limite superior caracterizado por folhelhos da Formação Ubatuba;
- Limites laterais de norte e sul por acunhamento, sudeste, sudoeste e noroeste por falhas com espessura média de 60 m (variando de 5 a 130 m);
- Largura média de 4 km e comprimento mínimo de 9 km e máximo de 14 km;
- Geometria interna heterogênea de baixo grau com estruturas primárias predominantes de arenito maciço;
- Composto por arcóseos de granulação média regular e grau de arredondamento e esfericidade no geral, baixo.

O Campo de Namorado é subdividido em quatro blocos – principal, adjacente, marginal e secundário (Figura 1.4), delimitados por falhas normais (Guardado *et al.*, 1997). O bloco principal, de onde provém o óleo, localiza-se na parte central do campo e é constituído predominantemente por arenito maciço, com textura fina a grossa, baixa a moderada seleção de grãos, baixo grau de arredondamento e esfericidade. Suas características estruturais são devidas à intensa halocinese no Cretáceo superior que ocasionou uma inversão de relevo, fazendo com que o reservatório ocupasse um alto estrutural alongado, em forma de domo parcialmente falhado.

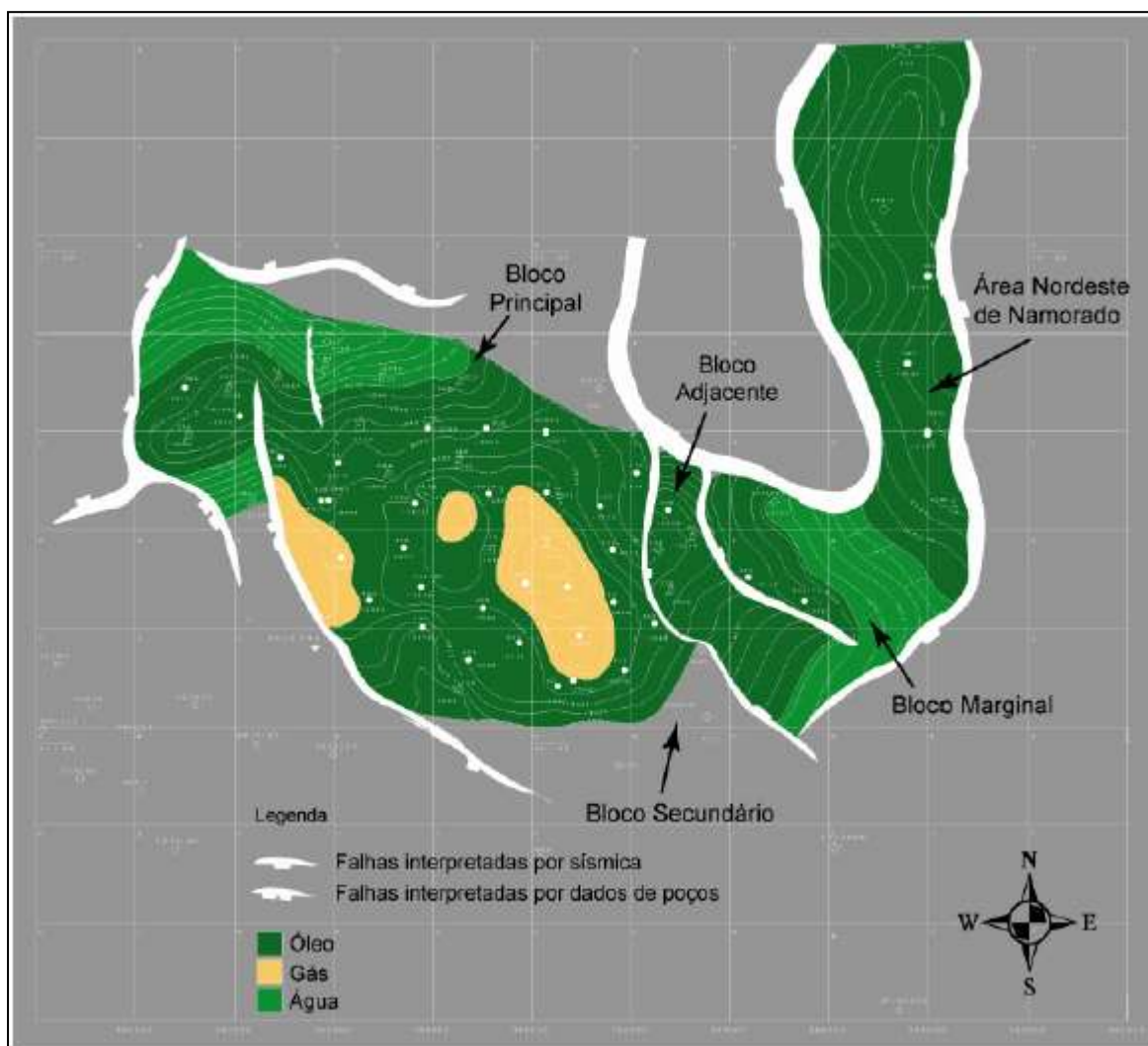


Figura 1.4 Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (Barboza, 2005).

O sistema turbidítico de Namorado, de acordo com Cruz (2003), é caracterizado pela formação de três sistemas de deposição, representando fases diferentes do reabastecimento do canal turbidítico. A primeira fase é representada pelos depósitos de material grosso ligados às correntes turbidíticas de alta densidade, que constituem os ciclos granodecrescentes caracterizado pela associação vertical dos microconglomerados e pelas areias grossas a médias maciças. A segunda fase corresponde aos depósitos de corrente de turbidez de baixa densidade. A última fase corresponde ao sistema de deposição de mar alto, composto de uma associação de fácies pelíticas (argilas, margas e calcilutitos), representando a sedimentação hemipelágica da bacia (Figura 1.5).

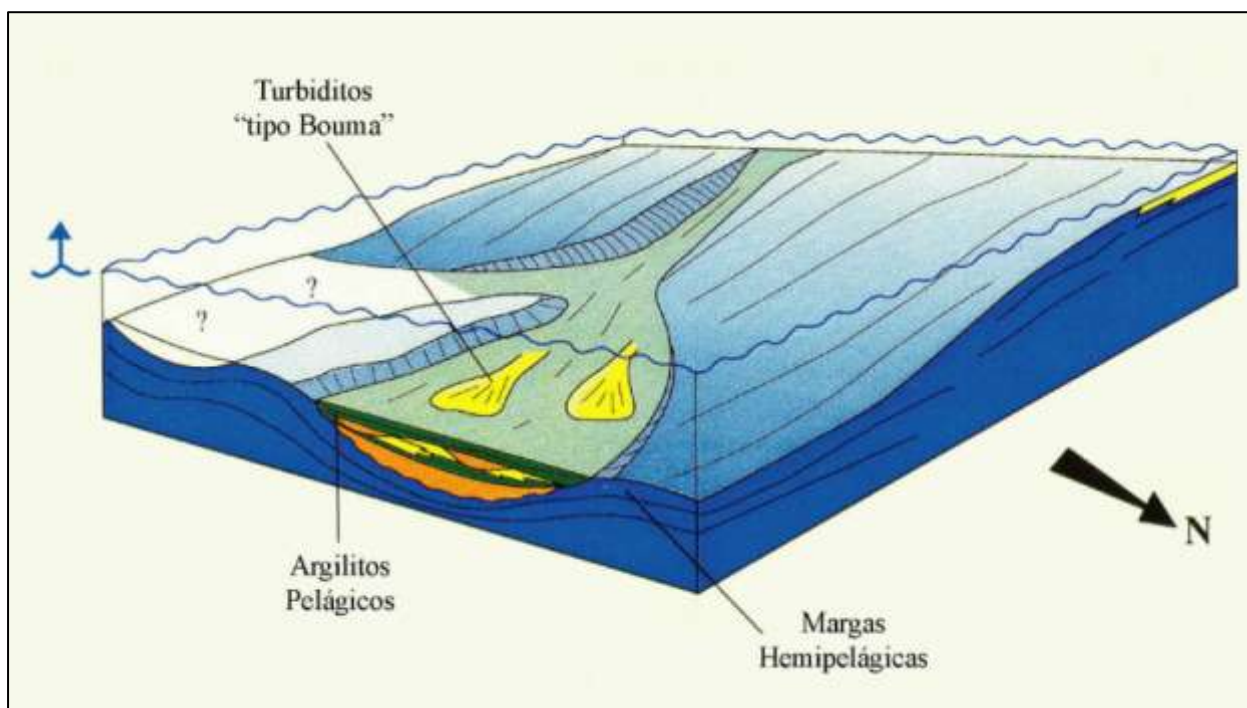


Figura 1.5: Modelo paleogeográfico proposto para a área do Campo de Namorado (Barboza *et al.*, 2005).

Capítulo 2 - Materiais e Métodos

Os dados utilizados neste presente trabalho são:

- Perfis geofísicos de densidade, porosidade efetiva, raio gama e sônico de 53 poços do Campo de Namorado;
- Volume de dados sísmicos contendo 230 inlines x 327 crosslines x 250 amostras temporais entre 2000 e 3000 ms (intervalo de tempo de 4 ms entre as amostras), totalizando 18.802.500 amostras.

Todos esses dados foram disponibilizados pela ANP para projetos acadêmicos realizados no Instituto de Geociências. Para a realização das análises e interpretações dos dados foi utilizado o programa HRS (Hampson-Russell Software¹), da empresa CGGVeritas, cuja licença acadêmica está disponível no CEPETRO/UNICAMP.

2.1 Perfil de Densidade (RHOB)

A densidade volumétrica (ρ_b) corresponde à densidade média de uma unidade da formação (fluido + rocha) e é caracterizada como sendo a unidade de massa por volume de formação (g/cm^3).

O valor da densidade é obtido por uma ferramenta que emite raios gama através da formação, por meio de uma fonte radioativa de Césio 137, localizada em seu interior. Esta fonte radioativa emite raios gama de alta velocidade, os quais colidem com os elétrons presentes na formação. A cada colisão, os raios gama são defletidos de sua direção original e perdem parte de sua energia. Esse processo ocorre continuamente e é denominado Espalhamento Compton. Após várias colisões, os raios gama retornam para a ferramenta e são detectados por cintilômetros ou espectrômetros de raios gama. A densidade de formação é estimada com a medição da radiação gama que volta para os detectores: quanto menor é o número de emissões gama que retorna ao detector maior é a densidade da rocha. A unidade de medida utilizada é de massa por volume, geralmente expressa em g/cm^3 .

¹ <http://www.cggveritas.com/hampson-russell.aspx?cid=3609>

Na maioria dos casos, os perfis de densidade são muito pouco utilizados como perfis diagnósticos de litologias, sem a consideração de outros perfis devido aos efeitos causados pela textura e composição.

Segundo Rider (2000), a porosidade (ϕ_{den}) pode ser calculada apenas com o conhecimento do fluido envolvido e da litologia de formação:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.1)$$

Onde, ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_b é a densidade de toda a formação e ρ_f é a densidade do fluido. O fluido pode ser gás, óleo ou água, podendo estar presente duas ou mais fases dentro dos poros. A Figura 2.1 exemplifica um perfil de densidade utilizado neste trabalho.

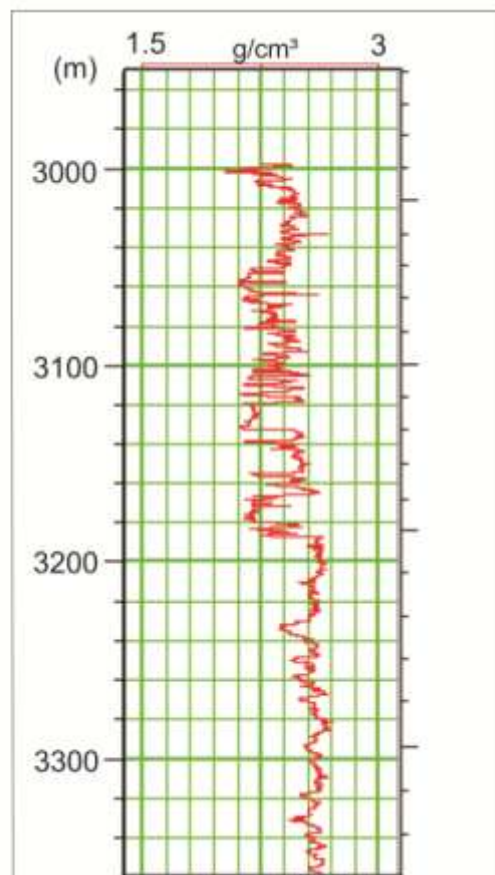


Figura 2.1: Perfil de densidade do poço NA12, em que se observa uma menor densidade entre as profundidades 3000 m e 3190 m, indicando topo e base do reservatório, respectivamente.

2.2 Perfil de Raios Gama

Os Raios Gama são ondas eletromagnéticas emitidas espontaneamente pelos minerais radioativos presentes nas formações. Quase toda a emissão natural de Raios Gama presente nas rochas é emitida pelo isótopo radioativo de potássio (K^{40}) e pelos elementos radioativos das séries do urânio (U^{238}) e do tório (Th^{232}).

Estes perfis refletem o conteúdo argiloso contido nas rochas, pelo fato de os elementos radioativos tenderem a se concentrar nos folhelhos e nas argilas. Sendo assim, apresenta altos valores em rochas com alto grau de argilosidade e baixos valores em arenitos limpos e rochas carbonáticas, com exceção dos arenitos arcoseanos que devido à concentração de potássio apresentam altos valores de radioatividade.

As principais utilizações dos perfis de Raios Gama em rochas sedimentares são para indicação de litologias, correlação entre perfis de diferentes poços e avaliação quantitativa do conteúdo argiloso presente nas rochas reservatório (Schlumberger, 1987).

O método de quantificação do volume de argila consiste, em sua primeira etapa, na avaliação de toda a seção perfilada pela ferramenta de detecção de Raios Gama, com o objetivo de identificar patamares de valores mínimos e máximos de radioatividade. Os patamares mínimos caracterizam os reservatórios mais limpos, com quantidades muito baixas de matriz argilosa, enquanto que os máximos representam as litologias puramente argilosas (folhelhos e argilitos). A partir da determinação desses patamares, utiliza-se a equação (2.2) para quantificar o volume de argila para um ponto de leitura do perfil de Raios Gama ($RG(lido)$), relacionado com certa profundidade.

$$Vsh = \frac{RG(lido) - RG(mín.)}{RG(máx.) - RG(mín.)} \quad (2.2)$$

Onde,

Vsh = Proporção de argila na profundidade considerada;

$RG(lido)$ = Valor de RG na profundidade considerada;

$RG(mín.) = \text{Valor mínimo de RG (patamar mínimo)}$;

$RG(máx.) = \text{Valor máximo de RG (patamar máximo)}$.

A Figura (2.2) representa um perfil de raio gama de um poço utilizado no presente trabalho:

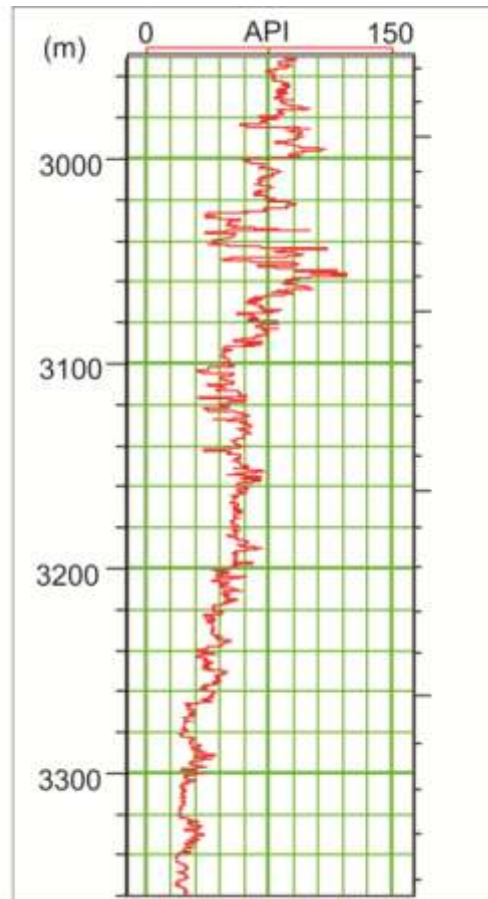


Figura 2.2: Perfil de Raio Gama do poço RJS42.

2.3 Porosidade Absoluta e Efetiva

A porosidade é uma das principais propriedades das rochas, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade consiste na razão entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, conforme equação (2.3).

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (2.3)$$

Onde ϕ é a porosidade, V_v o volume de vazios e V_t o volume total. O volume de vazios é muitas vezes denominado volume poroso da rocha e indicado pelo símbolo V_p .

Porosidade Absoluta – É a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

Porosidade Efetiva – É a relação entre os poros interconectados (Figura 2.3) de uma rocha e o volume total da mesma. Esta porosidade consiste no valor que é pretendido quantificar, devido ao fato de representar o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

Rochas com materiais intergranulares, pobre a moderadamente cimentados, apresentam valores aproximadamente iguais de porosidades absoluta e efetiva. Já rochas altamente cimentadas, bem como calcários, podem apresentar valores bem diferentes para essas duas porosidades (Rosa, 2006).

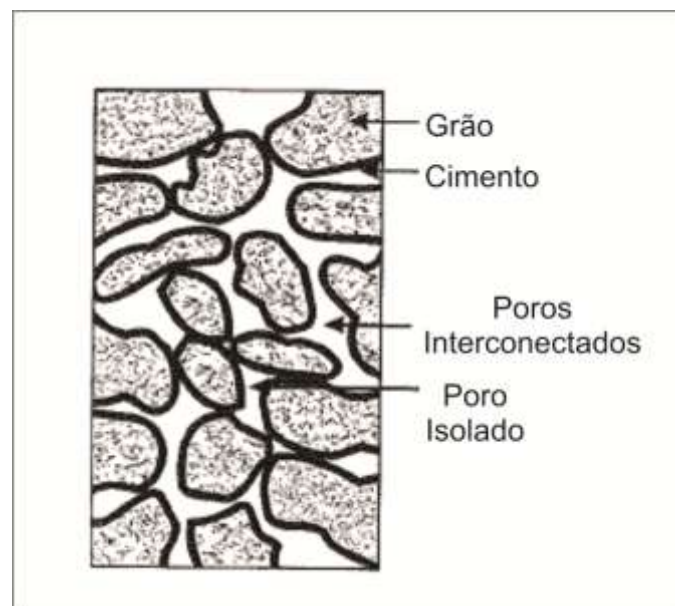


Figura 2.3: Seção Transversal de uma amostra de rocha (Rosa, 2006).

A porosidade efetiva é caracterizada pela fórmula:

$$\phi_e = \frac{V_i}{V_t} \quad (2.4)$$

Onde, ϕ_e é a porosidade efetiva, V_i o volume de poros interconectados e V_t o volume total.

2.4 Atributos Sísmicos

Na metodologia aplicada neste trabalho, o objetivo geral é encontrar um operador matemático que possa prever valores de perfis de poços a partir dos dados sísmicos vizinhos. Para isto, foi escolhido analisar não só os dados sísmicos, mas também os atributos dos dados sísmicos. Uma razão para esperar que a análise dos atributos seja mais benéfica em relação ao dado sísmico bruto é que muitos desses atributos serão não lineares, aumentando, desta maneira, o poder de predição do método. Uma segunda razão é que existem alguns benefícios em subdividir os dados de entrada em diferentes componentes. A geração dos atributos sísmicos permite segregar suas características, fazendo com que, em muitos casos, o desempenho de um sistema de reconhecimento de padrões seja mais eficaz e eficiente.

Um atributo sísmico em particular é definido por uma ou mais transformações matemáticas do dado sísmico original. Isso, por exemplo, inclui atributos simples de serem calculados, tais como o envelope do traço sísmico complexo, fase e frequência instantânea, assim como atributos mais difíceis de serem calculados, tal como a inversão do traço sísmico e AVO. A transformação pode ou não incorporar outras fontes de dados. Por exemplo, a inversão do traço assume outra fonte de dado, como o pulso sísmico (wavelet), o modelo de estimativa inicial e algumas restrições (Russell, 2004). Entretanto, o resultado da inversão sísmica (impedâncias acústicas ou elásticas; velocidades sísmicas; parâmetros elásticos) também pode ser visto como atributo do traço sísmico.

De acordo com Chen e Sidney (1997), os atributos sísmicos podem ser divididos em duas categorias:

- 1- Atributo baseado em horizontes, as propriedades médias do traço sísmico entre dois limites, geralmente definidos entre dois horizontes de interesse, tais como aqueles que representam o topo e a base do reservatório.
- 2- Atributo baseado em amostras, caracterizados por transformações do traço de entrada de tal forma a produzir um traço de saída com o mesmo número de amostras da entrada.

Neste trabalho foram utilizados apenas atributos baseados em amostras e somente os atributos que foram efetivamente utilizados na análise multiatributo são

apresentados no item 3 deste trabalho. Uma extensa lista de atributos e discussões sobre suas classificações e aplicações podem ser encontradas, por exemplo, nos trabalhos de Taner *et al.* (1994), Taner (2001) e Russell (2004).

2.5 Análise Multiatributo

O método aplicado neste trabalho usa a combinação de múltiplos atributos sísmicos 3D ou 2D para prever alguns parâmetros de interesse do reservatório. A ideia de usar múltiplos atributos sísmicos para este tipo de previsão foi proposta inicialmente por Schultz, Ronen, Hattori and Cobett em uma série de três artigos, *Seismic-guided estimation of log properties, Partes 1, 2 e 3* (Schultz et al, 1994). Nesses artigos, os autores apontam que a abordagem tradicional do uso de dados sísmicos para obter parâmetros do reservatório consiste em procurar por uma relação física entre os parâmetros a serem mapeados e alguns atributos dos dados sísmicos, e então usar esse atributo único através de uma linha 2D ou Volume 3D para prever o parâmetro do reservatório. Embora algumas relações tenham sido inferidas desta maneira, a base física nem sempre é clara e então os autores propuseram métodos estatísticos em vez de determinísticos. Essa abordagem, que pode ser incluída dentro dos métodos supervisionados, i.e., guiados pelos dados, é resumida no fluxograma da Figura 2.4.

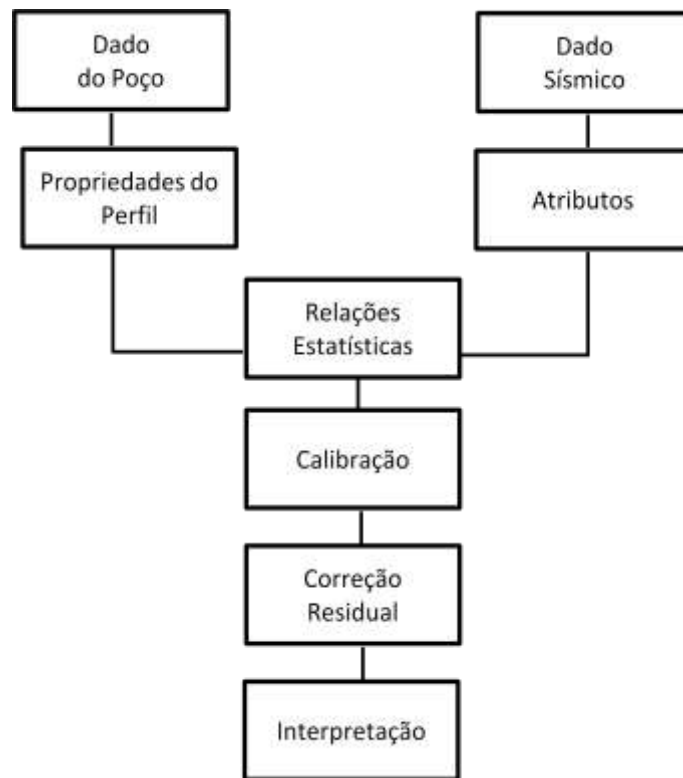


Figura 2.4: Fluxograma da Interpretação Estatística Supervisionada (Schultz *et al.* 1997).

O método consiste basicamente em quatro etapas:

- (1) Ler os dados sísmicos e os perfis geofísicos e fazer uma conversão tempo-profundidade, usando os perfis sônicos;
- (2) Calibrar manualmente os perfis de poços com os dados sísmicos, ajustando traços sísmicos sintéticos aos traços sísmicos reais;
- (3) “Treinar” os atributos sísmicos para predição do parâmetro de interesse do reservatório ao longo dos poços ajustados com a sísmica; e
- (4) Aplicar os resultados do treinamento para todo o volume sísmico 3D.

As Etapas 1 e 2 acima devem ser feitas em qualquer abordagem interpretativa de dados sísmicos e este procedimento é conhecido como amarração sísmica-poço. A técnica aplicada para esta amarração envolve a extração do pulso sísmico (wavelet) e o cálculo da refletividade a partir do perfil sônico e do perfil de densidade. A partir destas duas quantidades são obtidos traços sintéticos pelo modelo convolucional, os quais são comparados com os traços reais extraídos nas localizações dos poços. As Etapas 3 e 4 consistem na aplicação de técnicas baseadas na estatística multivariada, que é um termo geral que engloba todos os métodos que utilizam mais de uma variável para predizer alguma outra variável de interesse a partir de um modelo matemático. Neste trabalho

em particular, foi aplicada a Matriz de Regressão Linear Generalizada, a qual pode ser calculada para mais de uma variável de entrada e que produz uma soma dos atributos sísmicos ponderada por convolução (Hampson *et al.*, 2001).

2.5.1 Regressão Linear Convencional

Dado um determinado atributo sísmico, o procedimento mais simples para obter uma relação entre o perfil-alvo (propriedade de interesse) e o atributo sísmico é a partir do diagrama de dispersão dos dois. A Figura (2.5) mostra um exemplo no qual uma propriedade do alvo, nesse caso a porosidade derivada a partir do perfil de densidade, é plotada em relação ao atributo sísmico. A premissa básica é que o perfil-alvo tenha sido convertido para escala de tempo de percurso na mesma taxa de amostragem que o atributo sísmico. Evidentemente, essa conversão reduz o perfil-alvo para a mesma resolução vertical do atributo, que é geralmente menor do que a do perfil. Cada ponto no diagrama de dispersão consiste em um par de valores correspondentes a uma determinada amostra de tempo.

Admitindo que exista uma relação linear entre o perfil-alvo e o atributo, uma linha reta, $y = a + bx$, pode ser ajustada por regressão linear de y sobre x . Os coeficientes a e b podem ser determinados por minimização do erro quadrático médio de predição:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2. \quad (2.5)$$

O valor de E é, portanto, uma medida da diferença entre os valores de y calculados pela reta ($a + bx_i$) e os valores observados y_i . Uma alternativa a essa medida é o coeficiente de correlação normalizado,

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}. \quad (2.6)$$

Onde,

$$\begin{aligned}\sigma_{xy} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y), \\ \sigma_x &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2, \\ \sigma_y &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2, \\ m_x &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \\ m_y &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i.\end{aligned}\tag{2.7}$$

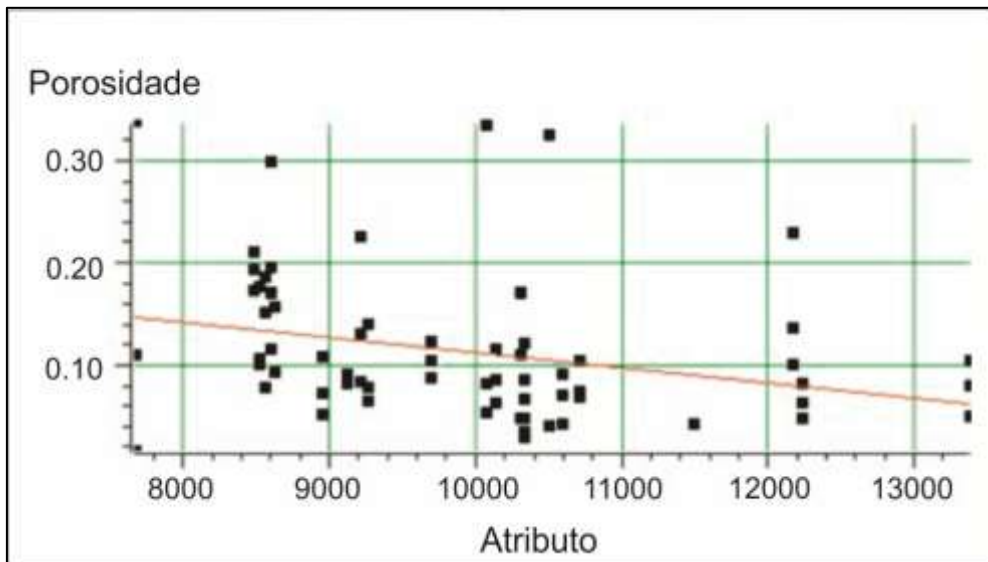


Figura 2.5: Diagrama de dispersão convencional entre o perfil porosidade e o atributo sísmico (Modificado de Russell, 2004).

Note que é possível aplicar transformações não lineares tanto para o dado alvo como para o dado do atributo ou ambos, tais como transformações logarítmicas ou exponenciais, antes de fazer o ajuste (Figura 2.6).

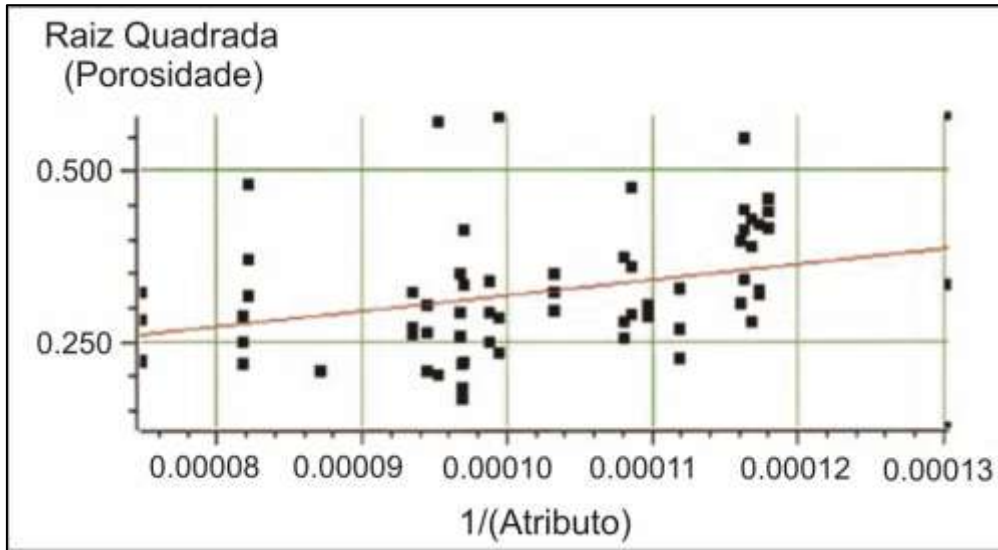


Figura 2.6. Aplicação de transformações não lineares nos valores do perfil e no atributo (Modificado de Russell, 2004).

2.5.2 Extensão para múltiplos atributos

A extensão da análise linear convencional para multiatributos (regressão linear multivariada) é direta. Admitindo que, por exemplo, existam três atributos, como mostrado na Figura (2.7), em cada amostra de tempo, o perfil-alvo é modelado pela equação linear:

$$L(t) = \omega_0 + \omega_1 A_1(t) + \omega_2 A_2(t) + \omega_3 A_3(t). \quad (2.8)$$

Os pesos nesta equação também podem ser derivados pela minimização do erro quadrático médio de predição:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - \omega_0 - \omega_1 A_{1i} - \omega_2 A_{2i} - \omega_3 A_{3i})^2 \quad (2.9)$$

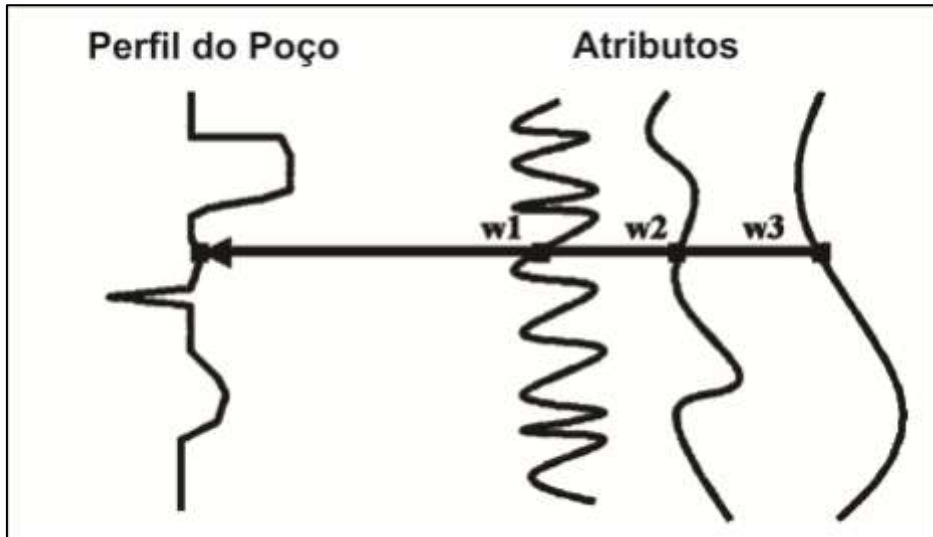


Figura 2.7: Três atributos sísmicos; cada amostra do perfil-alvo é modelada com uma combinação linear de amostras de atributos na mesma posição temporal (Modificada Russel, 2004).

De uma forma geral, são usados M atributos, A_1, A_2, \dots, A_M , para prever um perfil-alvo L . Para isso, devem-se determinar os $M + 1$ pesos, $\omega_0, \omega_1, \omega_2, \dots, \omega_M$, que, quando multiplicados por um conjunto particular de valores dos atributos, produzem um resultado próximo dos valores do perfil, de acordo com a teoria dos mínimos quadrados. No caso $M = 3$, se o perfil possuir N amostras, pode-se então obter o conjunto de equações:

$$\begin{aligned}
 L_1 &= \omega_0 + \omega_1 A_{11} + \omega_2 A_{21} + \omega_3 A_{31} \\
 L_2 &= \omega_0 + \omega_1 A_{12} + \omega_2 A_{22} + \omega_3 A_{32} \\
 &\quad \cdot \\
 &\quad \cdot \\
 &\quad \cdot \\
 L_N &= \omega_0 + \omega_1 A_{1N} + \omega_2 A_{2N} + \omega_3 A_{3N}
 \end{aligned}
 \tag{2.10}$$

No qual A_{ij} é a j -ésima amostra correspondente ao i -ésimo atributo. As equações (2.10) podem ser escritas na forma matricial como

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & A_{11} & A_{21} & A_{31} \\ 1 & A_{12} & A_{22} & A_{32} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & A_{1N} & A_{2N} & A_{3N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_1 \\ \omega_2 \\ \omega_3 \end{bmatrix}, \quad (2.11)$$

ou simplesmente como $\mathbf{L} = \mathbf{AW}$, onde \mathbf{L} é uma matriz $N \times 1$ contendo os valores dos perfis conhecidos, \mathbf{A} é uma matriz $N \times 4$ contendo os valores dos atributos, e \mathbf{W} é uma matriz 4×1 com os pesos não conhecidos. O sistema (2.11) tem a solução por mínimos quadrados $\mathbf{W} = [\mathbf{A}^T \mathbf{A}]^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{L}$.

A solução para os quatro pesos produz as equações de padrões normais:

$$\begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_1 \\ \omega_2 \\ \omega_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Da mesma forma que no caso de um único atributo, o erro quadrático médio (2.9), calculado usando os pesos estimados, constitui a medida do melhor ajuste, bem como o coeficiente de correlação normalizado, definido na equação (2.6), onde a coordenada x agora é o valor previsto do perfil-alvo e a coordenada y é o valor real do perfil-alvo.

2.5.3 Uso do operador convolucional

A regressão multiatributo descrita no item 2.5.2 admite um único peso para cada atributo. O problema com essa abordagem é ilustrado na Figura 2.8. A figura mostra que o conteúdo da frequência do perfil-alvo é tipicamente muito maior que o do atributo sísmico. Conseqüentemente, correlacionar o perfil com os atributos amostra por amostra pode não ser ideal. A alternativa é assumir que cada amostra do perfil-alvo é relacionada com um grupo de amostras vizinhas no atributo sísmico, como mostrado na Figura 2.9 (Hampson *et al.*, 2001)

O uso do operador convolucional é também sugerido pelo modelo convolucional clássico da geofísica. Se o perfil de poço, por exemplo, passa a ser a impedância acústica, então um operador de cinco pontos (Figura 2.9) pode ser utilizado como a wavelet sísmica, i.e., a wavelet sísmica atua sobre cinco pontos do perfil de poço. Em geral, pode-se esperar que a wavelet suavize os efeitos de cada amostra de perfil ao longo de um intervalo contínuo de amostras sísmicas.

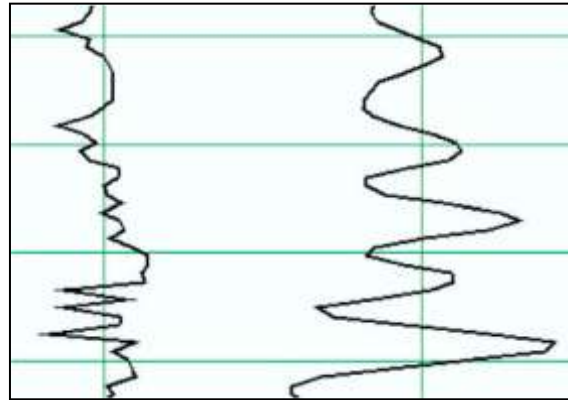


Figura 2.8: Uma comparação entre o perfil-alvo (esquerda) com o atributo sísmico (direita), enfatizando a diferença no conteúdo da frequência. Essa observação sugere que o uso de um operador convolucional resolve a diferença.

A extensão da equação (2.8) para incluir o operador convolucional no caso de três atributos é

$$L = \omega_0 + \omega_1^* A_1 + \omega_2^* A_2 + \omega_3^* A_3, \quad (2.13)$$

onde (*) representa a convolução e w_i são operadores de comprimentos específicos. Assim, nesta abordagem, o número de coeficientes aumenta para $(M \times C) + 1$, onde M é a quantidade de atributos e C o comprimento do operador. Mais uma vez, os coeficientes do operador podem ser derivados por minimização do erro quadrático médio por predição:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - \omega_0 + \omega_1^* A_{1i} + \omega_2^* A_{2i} + \omega_3^* A_{3i})^2 \quad (2.14)$$

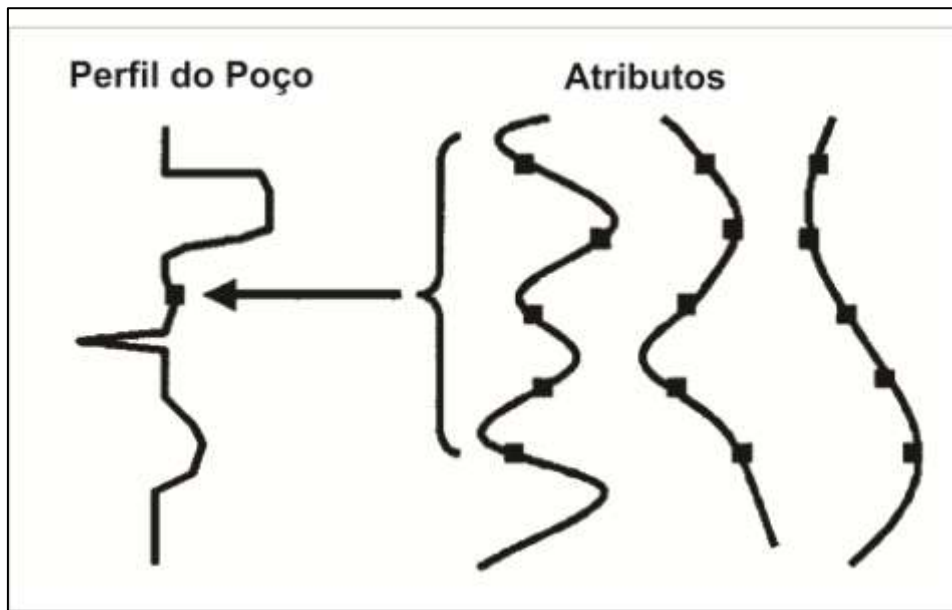


Figura 2.9 - Uso um operador convolucional cinco-pontos para relacionar os atributos sísmicos para o perfil-alvo (Modificado de Russell, 2004).

Capítulo 3 - Resultados e Discussões

Umas das mais importantes propriedades físicas em um reservatório é a porosidade efetiva. Nesse presente trabalho foram gerados dois modelos de porosidade efetiva a partir da Análise Multiatributo que integrou os dados sísmicos com dados de perfis de poços.

Primeiramente foram definidos os doze perfis de poços a serem utilizados no trabalho. Esta seleção se baseou nos poços que possuíam perfis sônicos, os quais possibilitam a cálculo da velocidade da onda P e, conseqüentemente, a conversão tempo-profundidade. Na etapa seguinte, os perfis de poços foram integrados com os dados sísmicos a partir da amarração sísmica-poço. Para minimização do efeito da escala de valores no resultado final da porosidade efetiva, os valores de entrada foram normalizados para média igual a zero e desvio padrão igual a um. Também foi calculada e removida uma tendência geral dos perfis (*background*), melhorando a correlação com os atributos sísmicos. A janela de análises dos perfis foi definida pelo topo e base do reservatório, sendo estes obtidos através das quebras nos perfis de raio gama e densidade. Com a aplicação de tais processos foi obtido o perfil de cada poço relacionado com a sísmica, conforme as Figuras (3.1, 3.2, 3.3 e 3.4):

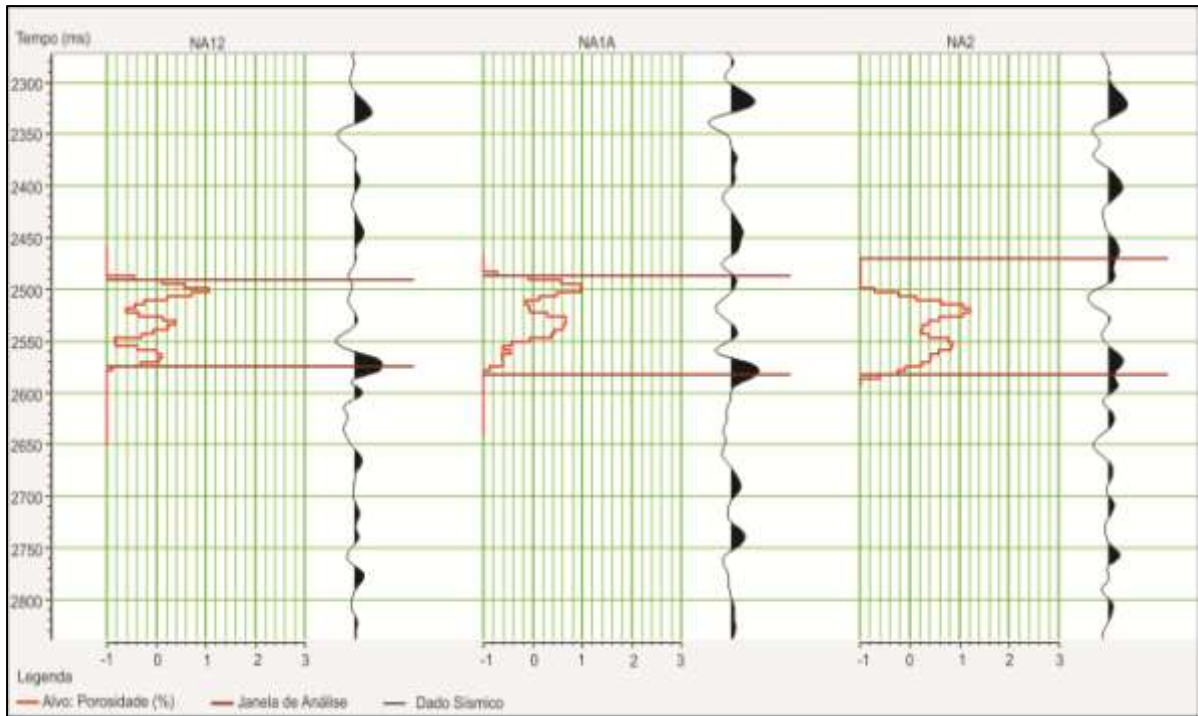


Figura 3.1: Perfis-alvo dos poços NA12, NA1A e NA2, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.

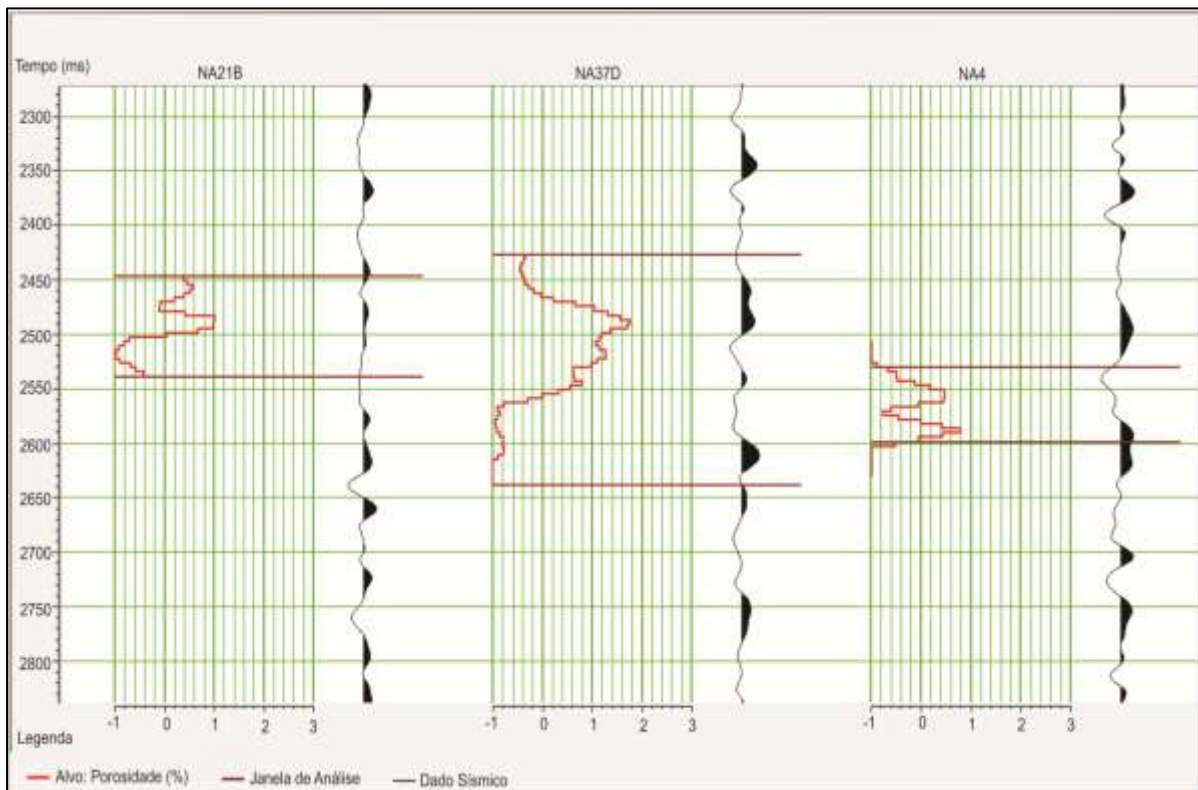


Figura 3.2: Perfis-alvo dos poços NA21B, NA37D e NA4, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.

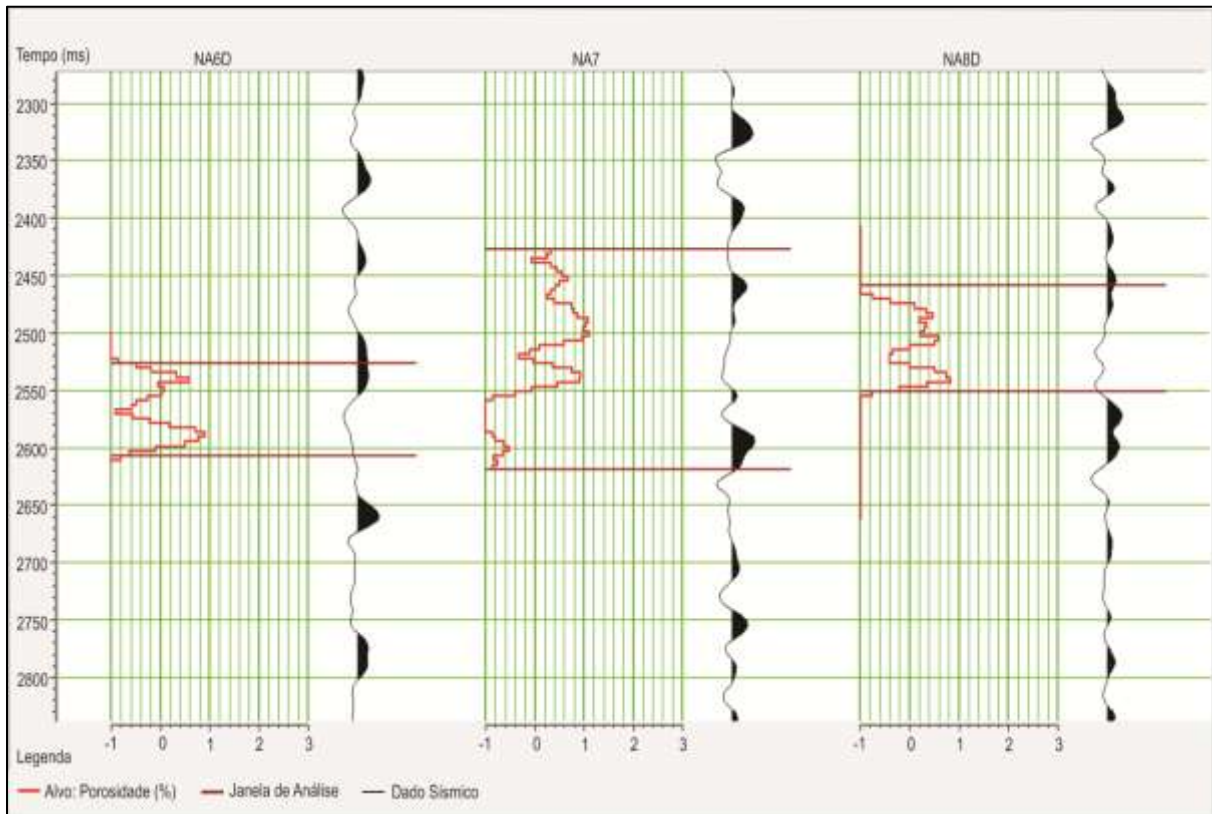


Figura 3.3: Perfis-alvo dos poços NA6D, NA7 e NA8D, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.

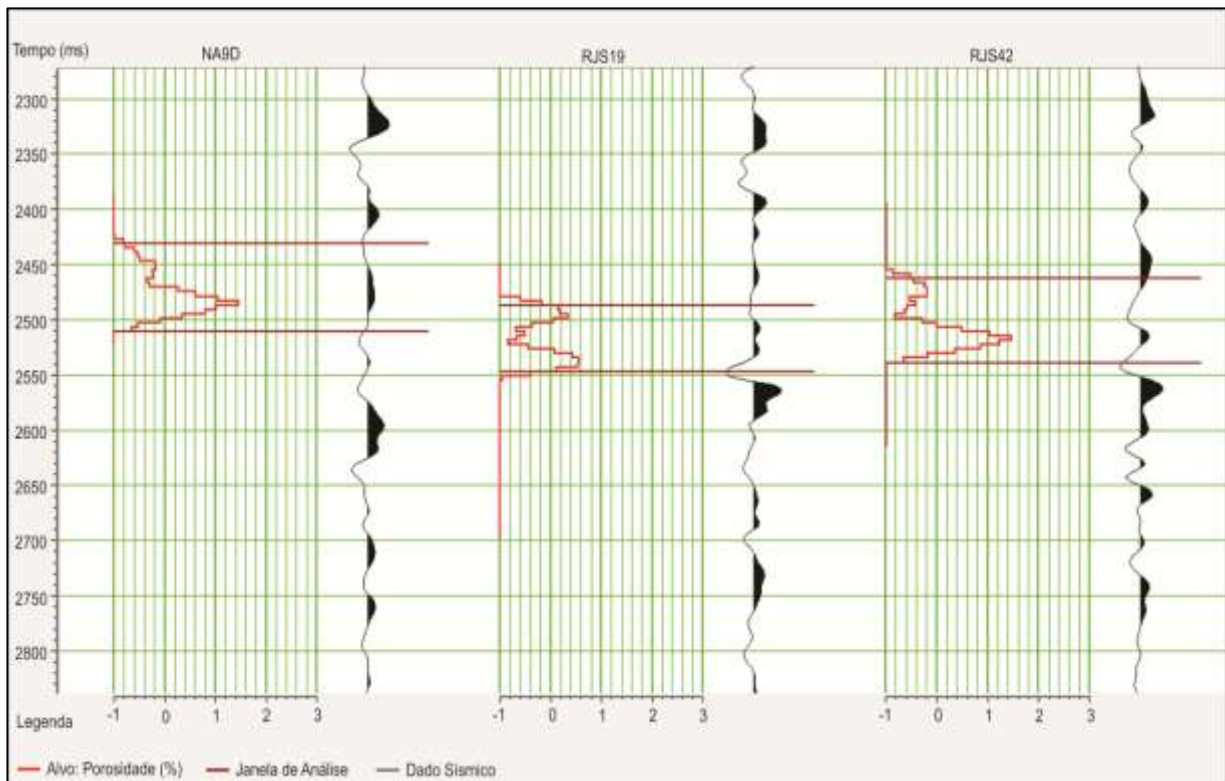


Figura 3.4: Perfis-alvo dos poços NA9D, RJS19 e RJS42, suavizados, normalizados e correlacionados com os dados sísmicos.

Na segunda etapa foram escolhidos os atributos utilizados para prever a porosidade, sendo estes os que apresentaram melhores resultados:

- (i) **Fase Instantânea**– Fase do traço complexo, definida pelo traço sísmico e pela Transformada de Hilbert.
- (ii) **Envelope da Amplitude** – Magnitude do traço complexo, definida pelo traço sísmico e pela Transformada de Hilbert. Também conhecida como Amplitude Instantânea.
- (iii) **Polaridade Aparente**- Calculada a partir da determinação da polaridade da amostra sísmica em cada máximo do envelope da amplitude e fixando o sinal para todas as amostras que se encontram nos valores mínimos adjacentes.
- (iv) **Filtro 15/20-25/30** - filtro passa-banda do traço de entrada.
- (v) **Filtro 5/10-15/20** – filtro passa-banda do traço de entrada.
- (vi) **Amplitude Absoluta Integrada** – Integração do envelope da amplitude do traço complexo, calculada pela computação de uma soma parcial, definida pela equação (3.1) e então uma subtração da versão suavizada do envelope da amplitude.

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (3.1)$$

i – índice da amostra,

s_i – traço sísmico da amostra i .

- (vii) **Integrada** – Integração do traço de entrada, calculado pela computação de uma soma parcial e então uma subtração da versão suavizada do traço.
- (viii) **Traço em Quadratura (parte imaginária do traço complexo)** – Rotação de -90 graus do traço de entrada.
- (ix) **Derivada primeira** – Derivada do traço de entrada, calculada pela diferença das amostras adjacentes, como mostra a equação (3.2).

$$ds_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \quad (3.2)$$

i – índice da amostra,

s_i – traço sísmico por amostra i ,

Δt – taxa de amostragem.

(x) Cosseno da Fase Instantânea – Cosseno de $\frac{1}{2\pi} \frac{d\phi(t)}{dt}$, onde $\phi(t) = \tan^{-1} \left(\frac{h_t}{s_t} \right)$.

A Transformada de Hilbert consiste na introdução de um deslocamento de fase de -90 graus a uma série temporal (uma série de valores amostrados em intervalos regulares de tempo), no caso o traço sísmico. É uma transformação que converte as ondas cossenodais para ondas senoidais. A realização dessa transformação pode ser feita no domínio de tempo - por convolução, chamado de filtro de quadratura - ou no domínio da frequência - pela adição de um deslocamento constante de fase espectral de -90 graus. A transformada de Hilbert pode ser vista como a parte imaginária de uma série de números complexos, na qual o traço sísmico é a parte real:

$$C_t = s_t + jh_t, \quad (3.3)$$

Onde,

C_t é o traço complexo,

$$j = \sqrt{-1},$$

s_t é o traço sísmico no tempo t ,

h_t é a Transformada de Hilbert de s_t .

O método padrão para representar um valor do traço sísmico é um ponto no eixo do tempo. O traço sísmico complexo pode ser definido como um ponto em um gráfico bidimensional $C_t = (s_t, h_t)$, onde s_t é coordenada no eixo real e h_t é a coordenada no eixo imaginário.

Definidos os atributos, foram testadas previsões de porosidade utilizando de um a dez atributos. Em seguida foram geradas listas de atributos, em que a primeira era composta somente do primeiro atributo, a segunda lista composta pelos dois primeiros

atributos, a terceira lista os três primeiros e assim por diante, nos restantes das listas. A tabela (3.1) abaixo representa as dez listas geradas, com seus respectivos erros de treinamento e de validação.

Tabela 3.1: Resultados do erro de treinamento e do erro de validação para cada lista, onde o alvo foi a porosidade.

Listas	Atributo Final	Erro do Treinamento	Erro da Validação
1	Polaridade Aparente	0.67	0.71
2	Filtro 15/20-25/30	0.64	0.70
3	Envelope da Amplitude	0.63	0.72
4	Filtro 5/10-15/20	0.60	0.73
5	Amplitude Absoluta Integrada	0.58	0.75
6	Fase Instantânea	0.57	0.77
7	Integrada	0.56	0.83
8	Quadratura do Traço	0.55	0.82
9	Derivada	0.54	0.82
10	Fase Coseno Instantânea	0.54	0.86



Figura 3.5: Diagrama de Dispersão com todos os poços, mostrando a correlação e o erro do modelo de porosidade gerado.

Para a definição da melhor lista de atributos, utilizou-se também o diagrama de dispersão de cada lista. A Figura 3.5 mostra o diagrama da lista contendo dez atributos, a qual apresentou a maior correlação e os menores erros de predição. Como pode ser observado, o erro quadrático médio foi de $\sim 0,54\%$ e a correlação foi de $\sim 0,65$.

De acordo com o exemplo de Hampson (2001) com dados da área de Blackfoot, Canadá, em que foram utilizados 13 perfis de poços, aplicado o mesmo método de regressão multivariada e encontrada uma correlação de 0,69, pode-se afirmar que estes resultados podem ser considerados bons para um modelo de porosidade efetiva 3D gerado a partir de dados sísmicos e dados de poços reais, confirmando um alto poder de predição do método.

Foi analisado também o gráfico do erro quadrático médio em relação ao número de atributos (Figura 3.6), em que se observa uma diminuição do erro de treinamento (linha preta) em relação ao aumento do número de atributos, sendo que os valores desse erro podem ser considerados baixos, de uma forma global. Já o valor do erro da validação apresenta um aumento conforme o número de atributos, caracterizando, entretanto, um aumento total de apenas $\sim 0,15\%$.

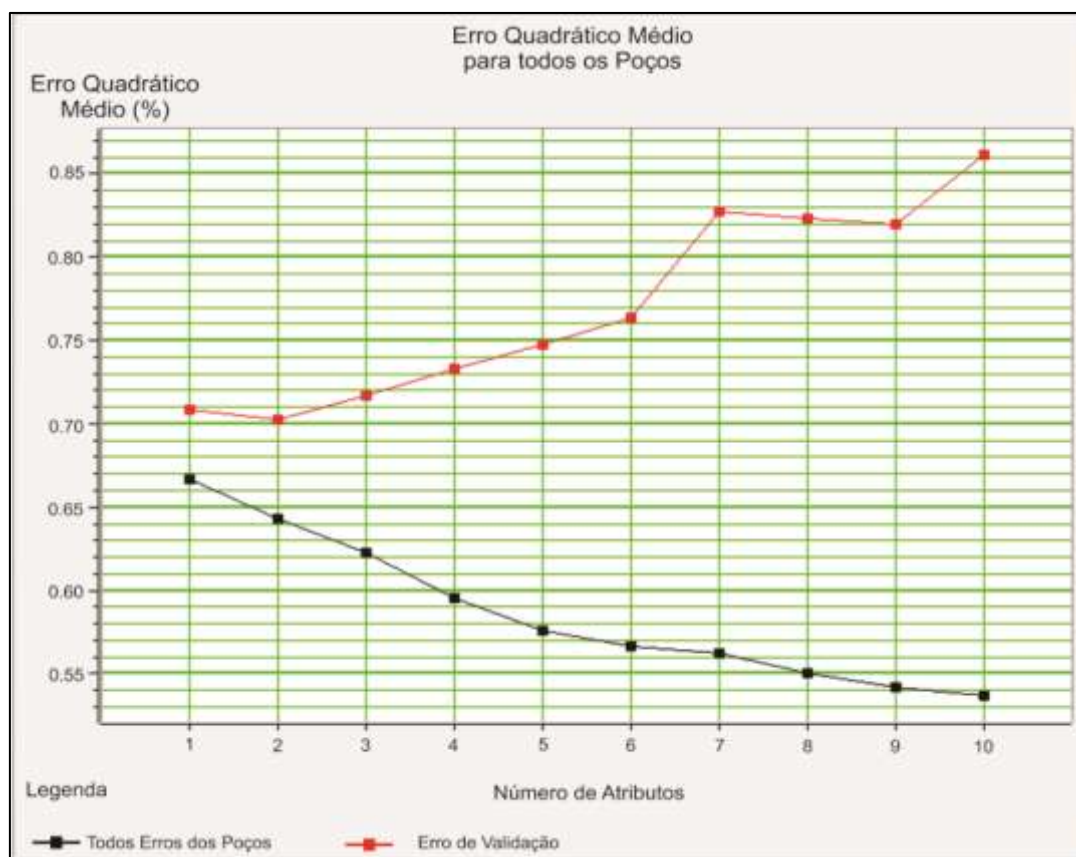


Figura 3.6: Gráfico do Erro Quadrático Médio (%) em relação ao número de atributos utilizados.

Outro gráfico analisado foi o de erro quadrático médio para cada poço (Figura 3.7), no qual este demonstra que não existe um poço que apresente uma discrepância muito alta em relação ao erro de validação.

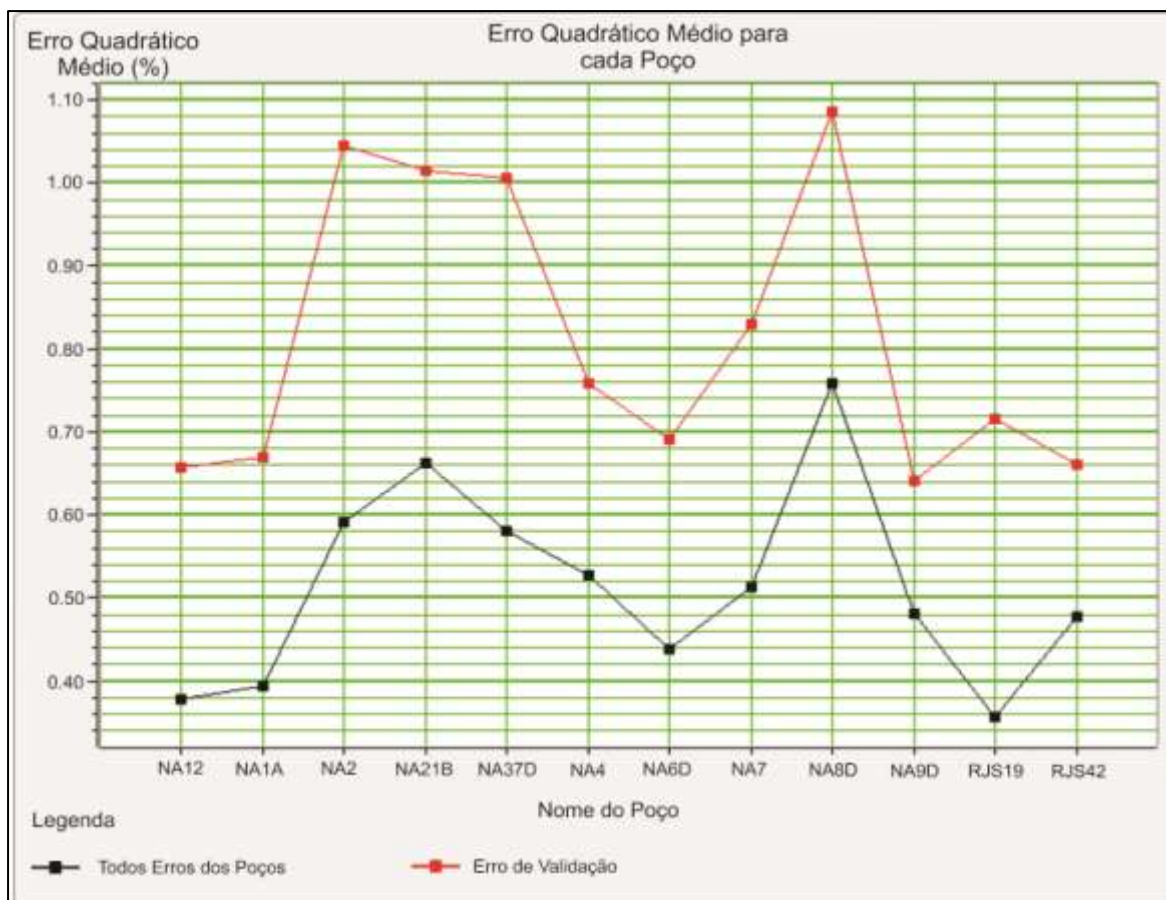


Figura 3.7: Gráfico do Erro Quadrático Médio (%) em relação aos poços utilizados.

A partir da aplicação da regressão multi atributo, foram obtidos perfis modelados que apresentaram grande similaridade quando comparados aos perfis originais, como se pode observar na Figura 3.8.

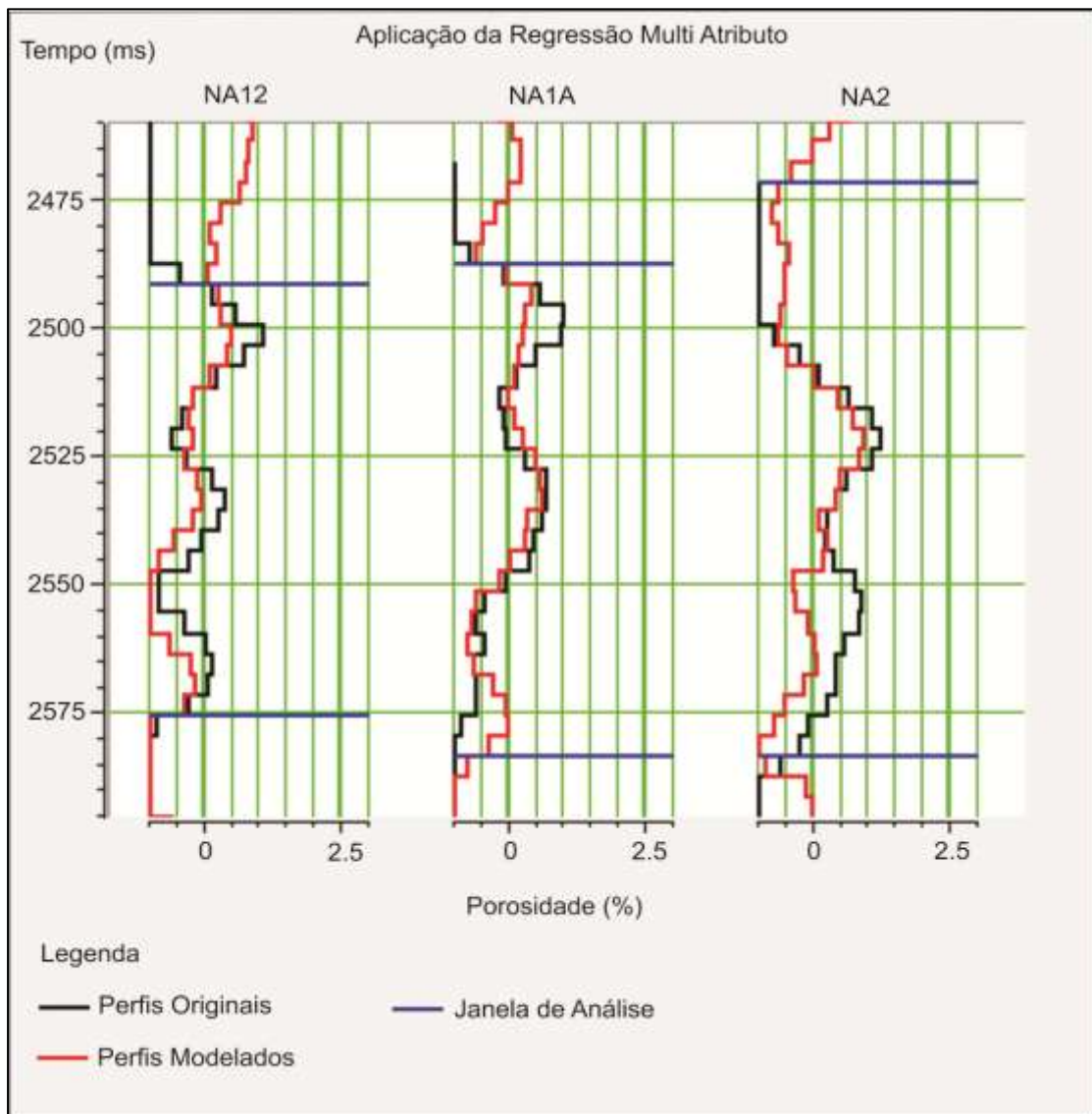


Figura 3.8: Resultado da aplicação da regressão multi atributo em alguns poços utilizados no trabalho.

Finalmente, após a análise do diagrama e de todos os gráficos da lista 10, foi gerado o modelo de porosidade efetiva do reservatório. Abaixo algumas figuras representativas do modelo compostas por duas inlines (Figura 3.9 e 3.10) e duas crosslines (Figura 3.11 e 3.12), demonstrando regiões com altos e baixos valores de porosidade.

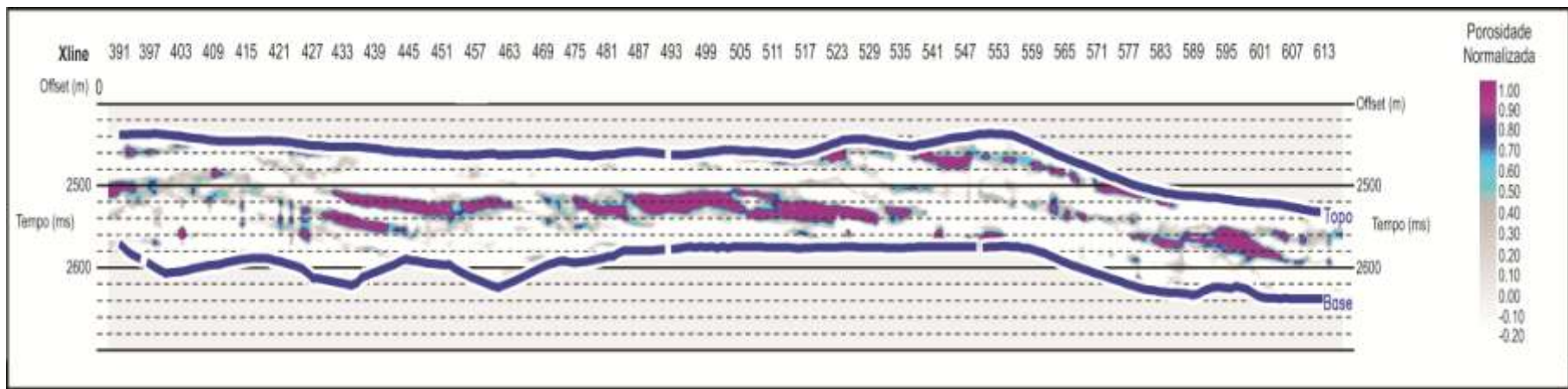


Figura 3.9: Inline 318, como exemplo para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.

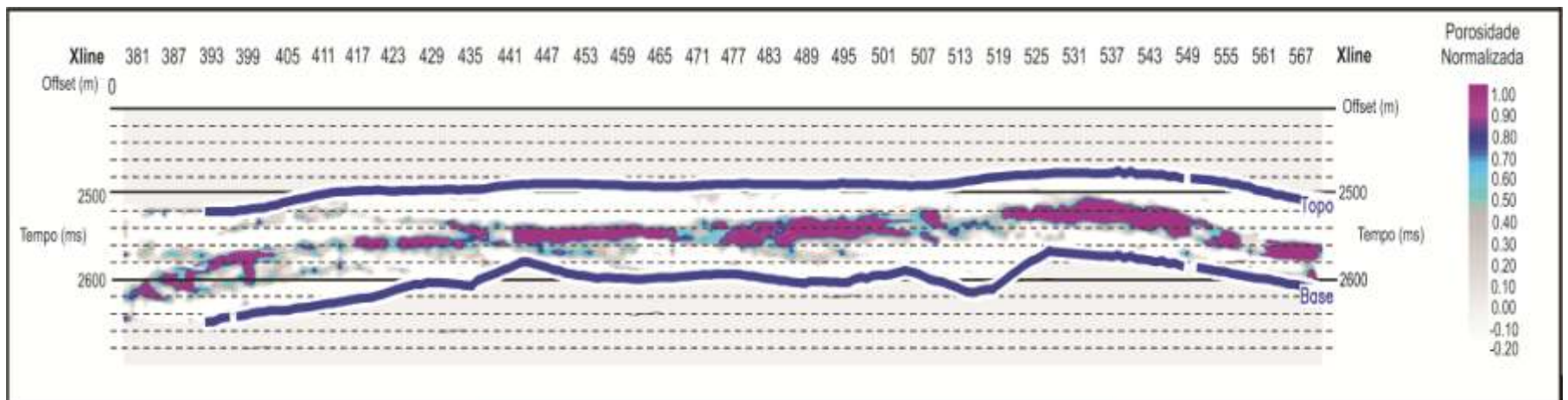


Figura 3.10: Inline 360, como exemplo para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.

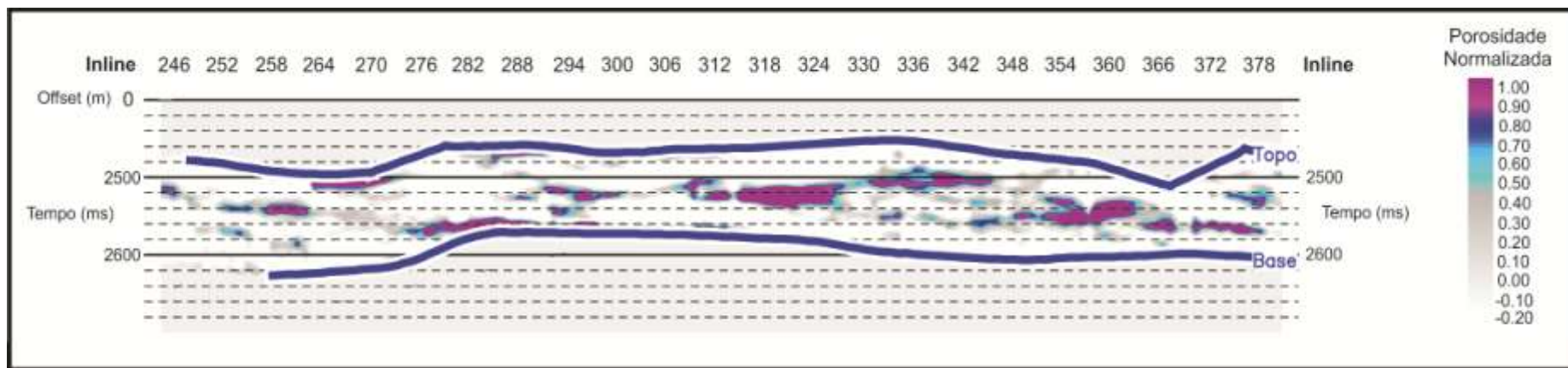


Figura 3.11: Crossline 490, como exemplo para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.

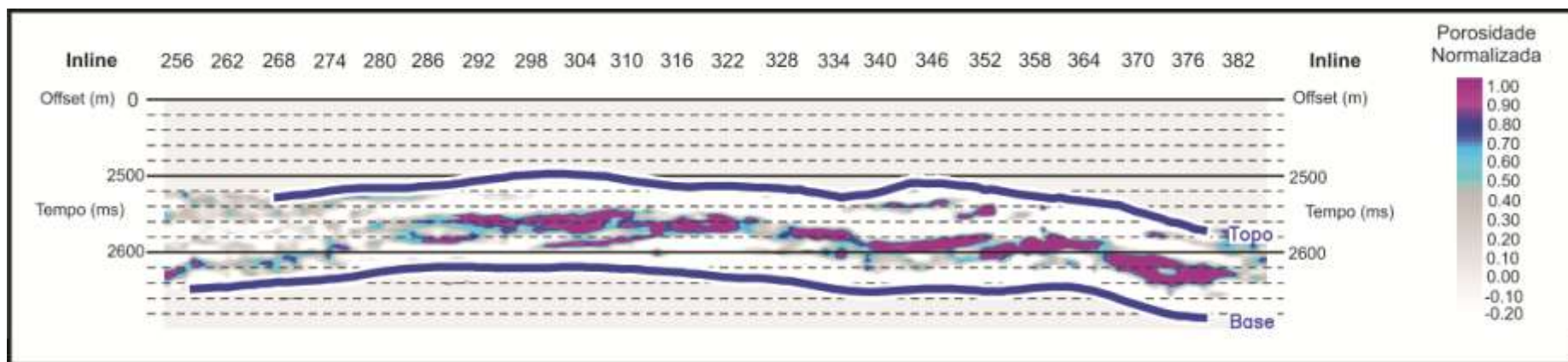


Figura 3.12: Crossline 590, como exemplo para demonstrar o modelo de porosidade gerado, sendo 1.00 o valor máximo de porosidade correspondendo a 32%.

Para uma melhor ilustração da porosidade do reservatório no campo, foi produzida a Figura 3.13, chamada *time slice*, fixada no tempo 2520 ms, com os 12 poços utilizados.

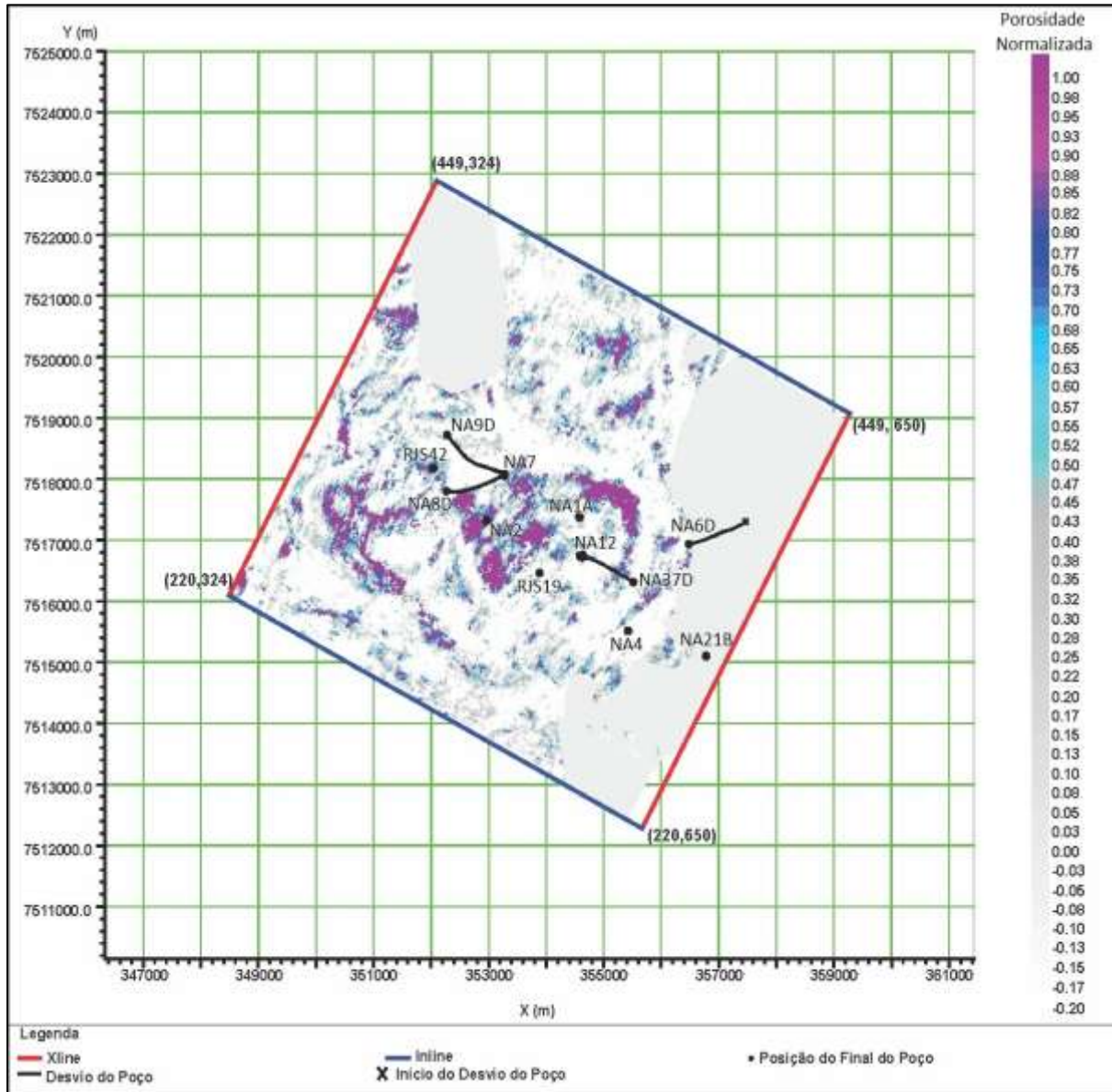


Figura 3.13: *Time slice* da porosidade do reservatório do Campo de Namorado, fixada no tempo 2520 ms.

Capítulo 4 - Conclusões

As etapas realizadas neste estudo buscaram desenvolver um modelo de porosidade 3D a partir de perfis de poços e de dados sísmicos do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Para o desenvolvimento do modelo foi utilizado o método de regressão multivariada ou regressão multiatributo.

Primeiramente foram definidos doze perfis de poços de porosidade efetiva, devido ao fato desses poços conterem os perfis sônicos, os quais foram necessários para a conversão tempo-profundidade. A etapa seguinte foi a suavização e normalização dos perfis e finalmente foi feita a integração destes dados com os dados sísmicos. Foram necessários dez atributos sísmicos para o desenvolvimento do modelo, sendo estes: Fase Instantânea, Envelope da Amplitude, Polaridade Aparente, Filtro 15/20 – 25/30, Filtro 5/10 – 15/20, Amplitude Absoluta Integrada, Integrada, Quadratura do Traço, Derivada e Fase Cosseno Instantânea.

Realizados estas etapas, foi gerado o modelo de porosidade 3D, que caracterizou o reservatório do Campo de Namorado em regiões de altos, médios e baixos valores de porosidade, apresentando uma faixa de alta porosidade bem definida com valor máximo de 32%. As seções verticais do modelo permitem observar altas porosidades em localidades encontradas no meio do reservatório e baixas porosidades nas partes superiores e inferiores. A distribuição 3D dos valores de porosidade é consistente com os valores observados ao longo dos perfis de poços.

O modelo apresentou erro quadrático médio de predição de 0,54%, portanto foi um erro considerado baixo, e o valor da correlação com os dados de poços foi de 0,65, o que pode ser considerado bom em modelagens utilizando dados dessa natureza (Sancevero, 2007). Foi gerado um *time slice* onde consegue-se ter uma visualização geral da porosidade e dos poços utilizados no Campo de Namorado. Também foi apresentado um volume 3D, no qual é possível observar as Inlines e Crosslines. Estes resultados confirmam a efetividade da integração dos dados sísmicos com os perfis de poços para a caracterização de reservatórios.

Referências Bibliográficas

- Bacon, M., Simm, R., Redshaw, T., 2003. *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge Press.
- Barboza, E. G., 2005. *Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional*. Tese de Doutorado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 235 p.
- Cainelli, C.; Mohriak, W., 1999. *Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin*. *Episodes*, 22(3), 206-216 p.
- Chen, Q., and Sidney, S., 1997. *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: The Leading Edge*, 16, 445-456 p.
- Cruz, M. M., 2003. *Aplicação de Perfilação Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado*. Tese de Mestrado (UFF), 107 p.
- Connolly, P. 1999. Elastic Impedance. *The Leading Edge*, 18(4), 438-452 p.
- Dermecian, S., P. Szatmari, e Cobbold, P. R., 1993. *Style and pattern of salt diapirs due to thinskin gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil*, *Tectonophysics*, v. 228, 393-433 p.
- Dias, J. L., Scarton, J. C., Esteves, F. R., Carminatti, M., Guardado, L.R., 1990. *Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos*. In RAJA GABAGLIA; L.R., MILANI, E.J. – *Origem e evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras*. PETROBRAS, Rio de Janeiro, p. 330-360 p.
- Ellis D.V. & SINGER J.M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, The Netherlands, 2 ed., 692 p.
- Guardado, L. R. et al., 1997. *Petroleum System of the Campos Basin, Brazil*. In: Mello, M. R. and Katz, B. J. (eds), *Petroleum Systems of South Atlantic Margins – An outgrowth of the AAPG/ABGA*. Hedberg Research Symposium. Rio de Janeiro, Brazil, AAPG Memoir 73, 317-324 p.
- Guardado, L. R., Gamboa, L. A. P., Lucchesi, C. F., 1990. *Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for Producing Atlantic Type Basin*. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 48, 3-79 p.
- Greenlee, S.M., Gaskins, G.M., and Johnson, M.G., 1994. 3D seismic benefits from exploration through development: an Exxon perspective. *Geophysics*, 730-734.

- Hampson, D., Schuelke, J., e Quirein, 2001. Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66, 220-236 p.
- Knight, W. V., 1989. Estimating the Value of a Geophysical Survey. *Soc. of Expl. Geophys.*, 46-48 p.
- Krygowski, D. & Asquith, G. B., 2004. *Basic Well Log Analysis*, 2nd Edition. American Association of Petroleum Geologists, 244 p.
- Liner, C. L., 2004. *Elements of 3D Seismology*, 2nd Edition. PennWell, Tulsa, 608 p.
- Leite, E. P.; Vidal, A. C., 2011 *3D porosity prediction from seismic inversion and neural networks*. *Computers & Geosciences*, 37, 1174-1180 p.
- McKenzie, D.P., 1978. *Some remarks on the development of sedimentary basins*. *Earth and Planetary Science Letters*, 40, 25-32 p.
- Menezes, S.X. & Adams, T., 1990. *Ocorrências de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos*. *Boletim de Geociências da Petrobras*. 4, 183-188 p.
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., Gamboa, L. A. P., 2000. *Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas*. *Brazilian Journal of Geophysics*, 18 (3), 351-396 p.
- Oil Field Glossary, www.sbl.com, acessado em junho de 2012.
- 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 p.
- Rangel, H.D., 1987. *A geologia do petróleo na Bacia de Campos*. Concepções de Alberto Ribeiro Lamego em 1994, *Anais do I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Sociedade Brasileira de Geologia*. 1-13 p.
- Rider, M., 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Sutherland, Scotland. Second Edition, Rider-French Consulting Ltd, 280 p.
- Roberts A. 2001. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 19(2), 85-99 p.
- Rosa, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J.A.D., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Interciências: Petrobras. Rio de Janeiro.
- Rosa, H., 2006. *Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunho utilizando Estatística Multivariada*. Tese de

Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 280 p.

Russell, B.H., 2004. The Application of Multivariate Statistics and Neural Networks to the Prediction of Reservoir Parameters Using Seismic Attributes. PhD Thesis, University of Calgary, Canada, 392 p.

Sancevero, S. S., 2007. *Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios*. Tese de Doutorado em Administração e Política dos Recursos Minerais, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 76 p.

Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., and Corbett, C., 1994. *Seismic guided estimation of log properties*, partes 1, 2, e 3: The Leading Edge, 13, 305-310, 674-678 e 770-776 p.

Taner, M. T., Schuelke, J. S., O'Doherty, R., and Baysal, E., 1994. *Seismic attributes revisited*. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1104-1106 p.

Taner M. T. 2001. Seismic Atributtes. *CSEG Recorder*, 26(7): 49-56 p.

Winter, W. R., Jahnert, R. J., França, A. B., 2007. *Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15, 511-529 p.