

Fácies sísmicas

Seismic facies

Paulo Roberto Schroeder Johann

resumo

O método apresentado neste estudo descreve as fácies sísmicas como representativas de curvas e matrizes verticais de proporções de litotipos. As fácies sísmicas têm um grande interesse por capturar a repartição espacial (3D) de variáveis regionalizadas, como por exemplo os litotipos, grupos de fácies sedimentares e/ou porosidade e/ou outras propriedades dos reservatórios e integrá-las na modelagem geológica 3D (Johann, 1997).

Assim, as fácies sísmicas, ao serem interpretadas como curvas ou matrizes verticais de proporções, permitem a construção de uma ferramenta muito importante para a análise estrutural de variáveis regionalizadas. As matrizes têm importante aplicação em modelagens geoestatísticas. Além disso, a abordagem permite obter resultados em profundidade e na escala dos perfis de poços, ou seja, os dados sísmicos são integrados na caracterização de reservatórios em profundidade e em mapas de alta resolução.

Descreve-se, aqui, o encadeamento das diversas etapas técnicas necessárias à classificação de segmentos de traços sísmicos em grupos de traços predefinidos de duas abordagens: i) não-supervisio-

nada e ii) supervisionada pelo conhecimento geológico disponível do reservatório estudado.

Os métodos estatísticos multivariados utilizados para a obtenção dos mapas de unidades de fácies sísmicas são instrumentos interessantes para a compreensão litoestratigráfica e petrofísica de um reservatório petrolífero. No caso estudado, essas unidades de fácies sísmicas são interpretadas como representativas do sistema deposicional constituindo o Sistema de Turbiditos de Namorado, Campo de Namorado, Bacia de Campos.

No âmbito do PRAVAP 19 (Programa Estratégico de Recuperação Avançada de Petróleo) estão sendo realizadas pesquisas de algoritmos para a seleção de novos atributos otimizados para a aplicação de fácies sísmicas. Um exemplo é a extração de atributos a partir da transformada de *wavelet* e a metodologia de análise tempo-freqüência. O mesmo PRAVAP 19 também está realizando pesquisas para a aplicação otimizada de redes neurais tipo Kohonen, desenvolvidas por Matos *et al.* 2003.

(originais recebidos em 15.10.2004)

Palavras-chave: fácies sísmicas | reconhecimento de padrões sísmicos | interpretação sísmica quantitativa

abstract

The method presented herein describes the seismic facies as representations of curves and vertical matrixes of the lithotypes proportions. The seismic facies are greatly interested in capturing the spatial distributions (3D) of regionalized variables, as for example, lithotypes, sedimentary facies groups and/or porosity and/or other properties of the reservoirs and integrate them into the 3D geological modeling (Johann, 1997).

Thus when interpreted as curves or vertical matrixes of proportions, seismic facies allow us to build a very important tool for structural analysis of regionalized variables. The matrixes have an important application in geostatistical modeling. In addition, this approach provides results about the depth and scale of the wells profiles, that is, seismic data is integrated to the characterization of reservoirs in depth maps and in high resolution maps.

The link between the different necessary technical phases involved in the classification of the segments of seismic traces is described herein in groups of predefined traces of two approaches: i) **not-supervised** and ii) **supervised** by the geological knowledge available on the studied reservoir.

The multivariate statistical methods used to obtain the maps of the seismic facies units are interesting tools to be used to provide a lithostratigraphic and petrophysical understanding of a petroleum reservoir. In the case studied these seismic facies units are interpreted as representative of the depositional system as a part of the Namorado Turbiditic System, Namorado Field, Campos Basin.

Within the scope of PRAVAP 19 (Programa Estratégico de Recuperação Avançada de Petróleo - Strategic Program of Advanced Petroleum Recovery) some research work on algorithms is underway to select new optimized attributes to apply seismic facies. One example is the extraction of attributes based on the wavelet transformation and on the time-frequency analysis methodology. PRAVAP is also carrying out research work on an optimized application of Kohonen type neural networks developed by Matos et al. 2003.

(expanded abstract available at the end of the paper)

Keywords: seismic facies | seismic pattern recognition | quantitative seismic interpretation

introdução

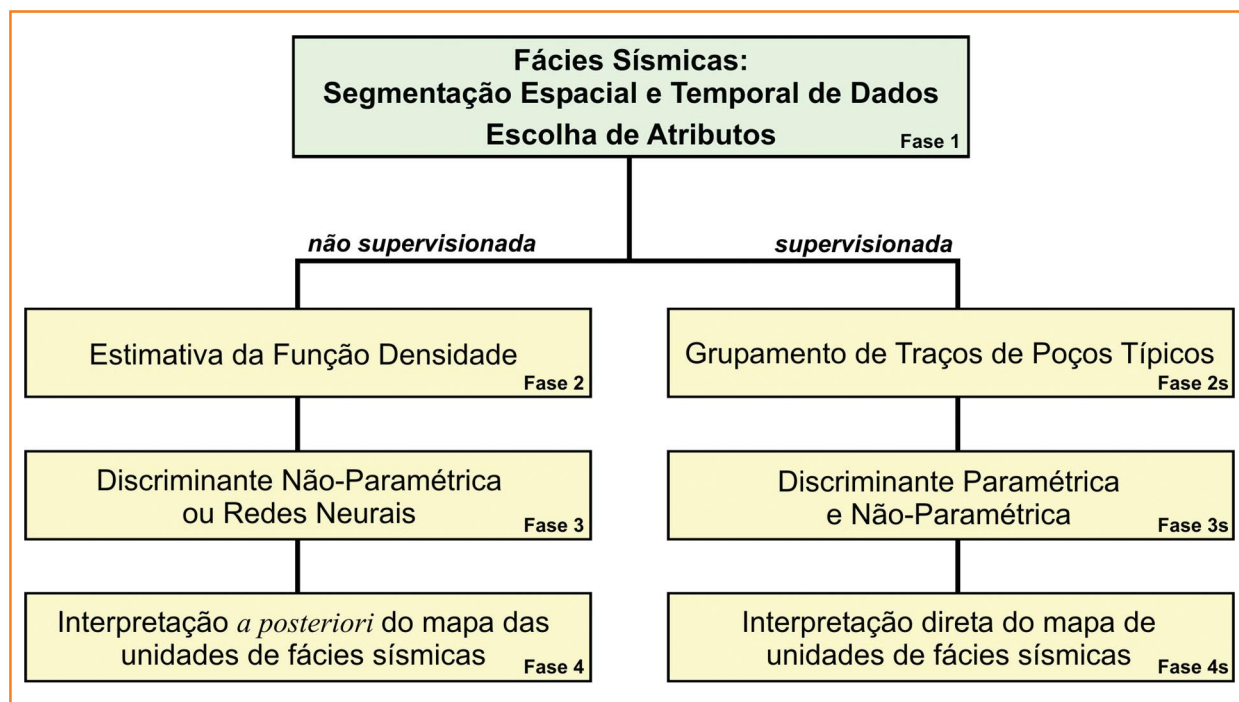
Tradicionalmente o intérprete sísmico, ao mapear horizontes e extrair atributos, o faz em uma abordagem qualitativa e mono-variável. As amplitudes envolvidas são obtidas de maneira subjetiva de horizontes dependentes de inspeção visual, com incertezas de calibração geológica inerentes ao processo de interpretação, dependendo da maior ou menor complexidade geológica e/ou qualidade e/ou resolução dos dados sísmicos.

Ao utilizar uma abordagem quantitativa, o intérprete sísmico estará utilizando algoritmos e recursos computacionais em constante processo evolutivo. Esses processos permitirão extrair relacionamentos com significados geológicos e/ou sísmicos entre os dados que seriam de impossível interpretação de maneira manual e apenas por inspeção visual. Com a abordagem multivariada, o geocientista estará realizando uma pesquisa sobre a base de dados (*data mining*) de maneira mais consistente, uma vez que a amplitude de cada amostra sísmica é intrinsecamente dependente das amostras que a circundam, dada a influência da propagação da onda sísmica (dimensão e forma da *wavelet*) e da resolução espacial (zona de Fresnel).

A metodologia de reconhecimento de padrões sísmicos (*seismic pattern recognition*), denominada fácies sísmicas, em uma abordagem quantitativa e multivariada, pode ser definida em duas abordagens, em quatro principais fases (fig. 1).

A primeira, denominada **abordagem não-supervisionada**, onde nenhuma informação inicial sobre a geologia é introduzida no condicionamento dos resultados. Essa é a abordagem exploratória por excelência, onde se deixam os “dados falarem”.

A segunda é conhecida como **abordagem supervisionada**, e nela se integram as informações *a priori* referentes à geologia conhecida nos poços perfurados na área de estudo. Essa é a abordagem calibrada e a mais precisa à medida que novos poços são perfurados e introduzidos na análise (caráter interativo).



metodologia de reconhecimento de formas sísmicas

Na indústria petrolífera, a prática habitual consiste em mapear o tempo duplo de reflexão de horizontes sísmicos (parte cinemática). A extração de amplitudes sísmicas (parte dinâmica) de maneira qualitativa (inspeção visual) e mono-variável (horizonte interpretado) leva em conta um só atributo a cada interpretação.

Na verdade, a complexidade estrutural, litoestratigráfica ou petrofísica da maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos propicia a utilização de técnicas estatísticas ou de redes neurais de reconhecimento de formas sísmicas, com a finalidade de uma interpretação quantitativa e multivariada dos dados, considerando-se diversos atributos sísmicos simultaneamente.

Em particular, no reconhecimento automático de formas a partir de traços sísmicos, valorizam-se as informações subjacentes aos dados, que não são exploradas pelos métodos qualitativos em uma abordagem mono-variável. Com o

reconhecimento de formas, pode-se explorar melhor o potencial de resolução e de detecção na interpretação dos dados sísmicos.

Para otimizar o mapeamento litoestratigráfico e petrofísico dos dados, exploram-se as ligações paramétricas e não-paramétricas de um conjunto de variáveis que os caracterizam.

Dentro do contexto da caracterização sísmica litoestratigráfica e/ou petrofísica, busca-se determinar as unidades de fácies geologicamente significativas a partir da análise estatística dos traços sísmicos. Para atingir esse objetivo, integram-se os conhecimentos geológicos gerais, os dados de perfis de poços, assim como os dados 3D segmentados espacial e temporalmente em torno do reservatório estudado.

A pesquisa das unidades de fácies no conjunto de traços sísmicos permite definir, de modo estatístico e automático, não-somente a arquitetura externa e interna do reservatório, mas também: o contexto do sistema deposicional; o zoneamento estratigráfico espacial; o conteúdo petrofísico, acústico, elástico; a assinatura sísmica *time-lapse*, etc. Esta informação suplementar poderá atuar como condicionante às simulações geoestatísticas na modelagem geológica do reservatório.

o conceito de unidades de fácies sísmicas ou de fácies sísmicas

Por definição, a unidade de fácies é uma unidade sísmica construída em três dimensões (em x, CDPs ou traços; em y, as linhas ou *cross-lines*; em z, o tempo duplo de reflexão ou a profundidade). É composta de características de reflexões cujos atributos (tais como a configuração das reflexões, a continuidade, a amplitude, a frequência, a impedância, ou a velocidade intervalar ou outros atributos) se distinguem daqueles das unidades de fácies sísmicas adjacentes.

Desde que os parâmetros de um intervalo de reflexões, assim como sua forma externa, sejam delimitados, essa unidade pode ser interpretada em termos de ambiente geológico. Ela pode servir para previsões litológicas e/ou petrofísicas, ou pode ser usada para estudos de saturações de tipos fluidos, de variações de pressões e estudos de sísmica 4D.

O conceito de **unidades de fácies sísmicas** ou mesmo de **fácies sísmicas** foi estabelecido por R. M. Mitchum, Jr. (*Glossary of Terms Used in Seismic Stratigraphy, Memoir AAPG 26, 1977, p. 210*).

principais trabalhos bibliográficos

O interesse do reconhecimento de formas aplicado aos traços sísmicos, em um primeiro momento de maneira qualitativa, aumentou após a publicação do *Memoir 26, AAPG, em 1977, denominado Seismic Stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*, editado por Charles E. Payton.

Na obra, destaca-se o trabalho *Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflexion Patterns in Depositional Sequences*, de R. M. Mitchum, Jr., P.

R. Vail, e J. B. Sangree. Este trabalho pode ser considerado uma referência histórica e conceitual para a estratigrafia sísmica ou sismoestratigrafia. A definição de fácies sísmicas e os exemplos de interpretações qualitativas estão bem ilustrados nos esquemas e nas seções sísmicas publicados neste artigo.

Nos anos subseqüentes, na indústria do petróleo, consagraram-se as fácies sísmicas nessa abordagem qualitativa, dependente da inspeção visual.

No que se refere ao reconhecimento quantitativo de formas, utilizando métodos estatísticos, um dos trabalhos pioneiros é o de Mathieu e Rice (1969).

Outros pesquisadores, como Khattri *et al.* (1979), Sinval e Khattri (1983) utilizaram também técnicas de análise discriminante paramétrica para estudar as seqüências areia-argila e argila-carvão a partir dos traços sísmicos 2D. Hagen (1981) aplicou a análise em componentes principais-ACP sobre os dados sísmicos. Kubichek e Quincy (1985) utilizaram um método de classificação de Bayes (Bayes, 1763) baseado na estimativa da função de densidade de probabilidade multivariada.

Dumay e Fournier (1988) estudaram o problema do reconhecimento de formas sísmicas aplicando a análise estatística multivariada em componentes principais-ACP. Estudaram também a classificação e a análise discriminante aplicadas aos traços sísmicos a partir de uma base de aprendizagem obtida dos dados de perfis de poços e do conhecimento geológico.

Fournier e Derain (1995) propuseram uma metodologia para extrair as propriedades do reservatório oriundas dos dados sísmicos utilizando a análise canônica após a segmentação espacial dos dados através da análise de fácies sísmicas. Esta segmentação é proposta pelo estudo do reconhecimento de formas sísmicas fazendo-se a correspondência dessas formas com os parâmetros geológicos medidos nos poços.

Johann (1997) propõe uma nova metodologia de reconhecimento de fácies sísmicas supervisionadas. Nela, utilizaram-se os traços representativos de curvas de proporções de litofácies. Estas unidades de fácies sísmicas servem como guias para a construção de matrizes de proporções verticais que condicionam as simulações geoestatísticas de litotipos.

De modo geral, tais estudos evidenciam os problemas intervenientes nas técnicas do reconhecimento de formas sísmicas, já que a parte interpretável demanda um conhecimento importante da geologia estudada e, em muitos casos, a interpretação geológica dos dados sísmicos é complexa.

Os diferentes suportes (escalas) de medidas (perfil de poço e sísmica de superfície) e também as informações dos poços limitadas, do ponto de vista espacial, são as principais causas da complexidade em se estabelecer uma caracterização litoestratigráfica e/ou petrofísica a partir de dados sísmicos.

tabela exploratória de dados sísmicos

Na tabela I é apresentada a representação estatística multivariada, ou seja, a tabela exploratória de análise de dados sísmicos (codificação). A representação dos dados sísmicos consiste em definir, nas colunas, os atributos sísmicos e, nas linhas, os traços sísmicos.

o espaço das observações ou dos traços sísmicos

Na metodologia de reconhecimento de padrões sísmicos, define-se o espaço das observações (indivíduos, medidas, amostras de traços, etc) como o conjunto de amostras de segmentos de traços que constituem as linhas da tabela exploratória (tabela I).

O segmento do traço sísmico será definido a partir da interpretação detalhada, em tempo duplo de reflexão entre a base e o topo da unidade sismoestratigráfica a ser analisada.

Os traços sísmicos utilizados para a análise de reconhecimento de padrões podem ser:

- (1) sintéticos e/ou reais;
- (2) dados sísmicos 2D ou 3D;
- (3) dados antes do empilhamento ou pós-empilhamento e migração;
- (4) obtidos a partir de uma migração em tempo ou em profundidade;
- (5) pós-inversão sísmica, tanto acústica quanto elástica;
- (6) dados sísmicos *time-lapse* ou sísmica 4D;
- (7) dados sísmicos de VSP.

		Espaço dos Atributos			
		atributo ₁	atributo ₂	atributo _{3...}	atributo _p
Espaço das Observações ou dos Traços Sísmicos	traço ₁	m* ₁₁	m ₂₁	m _{31...}	m _{p1}
	traço ₂	m ₁₂	m ₂₂	m _{32...}	m _{p2}
	traço ₃	m _{13...}	m _{23...}	m _{33...}	m _{p3...}

	traço _n	m _{1n}	m _{2n}	m _{3n...}	m _{pn}

m* - medida analisada (amostras das amplitudes ou outros atributos analisados).

Tabela I

Tabela exploratória de dados sísmicos.

Table I

Seismic data exploratory table.

Vale notar que a qualidade da aquisição dos dados sísmicos e de todo o processamento terão conseqüências sobre a análise do reconhecimento de formas sísmicas. O reconhecimento de padrões é normalmente realizado após as etapas clássicas de aquisição, de processamento e de interpretação sísmica detalhada do reservatório.

o espaço das variáveis explicativas ou dos atributos sísmicos

Este espaço das variáveis (descritivas, caracteres dos dados, dos objetos, dos atributos, etc) se caracteriza pelo conjunto de atributos sísmicos que constituem as colunas da tabe-

la de análise estatística multivariada dos dados (tabela I).

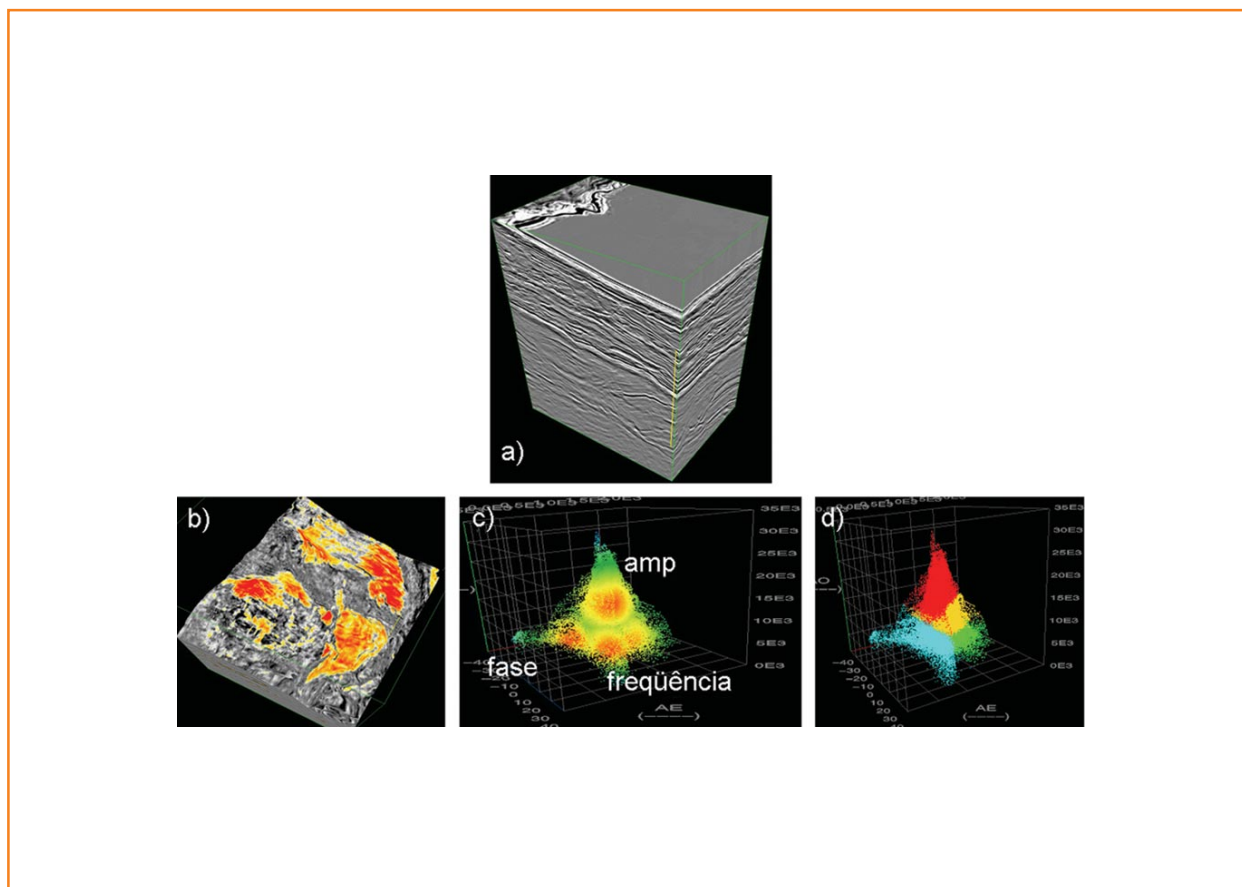
Os atributos sísmicos podem ser, entre outros: as amplitudes sísmicas (pós-migração), as impedâncias (pós-inversão acústica e/ou elástica), as freqüências ou as fases instantâneas, a energia ou a intensidade do traço, as posições da distribuição estatística da energia do traço, as posições da autocorrelação do traço, as posições do espectro de amplitude ou de potência do traço, os coeficientes da decomposição polinomial, as amplitudes dos principais destaques da autocorrelação. Podem ser também as posições particulares (pico de energia e quartis da distribuição das amplitudes espectrais) sobre o espectro de potência do traço, amplitudes dos picos e das depressões, os tempos entre dois valores extremos sucessivos, a superfície entre dois cruzamentos no valor zero de amplitude e amplitudes de certas amostras específicas, componentes da decomposição espectral, atributos sísmicos 4D etc.

Figura 1

a) Volume sísmico original pós-processamento em tempo; b) segmentação espacial e temporal dos dados sísmicos; c) espaço p-dimensional dos atributos sísmicos; d) espaço das formas ou fácies sísmicas (Johann et al. 2001).

Figure 1

a) Original seismic volume after processing (time); b) space and time segmentation of seismic data; c) p-dimensional space of seismic attributes; d) space of the patterns or seismic facies (Johann et al. 2001).



os métodos estatísticos de reconhecimento de formas sísmicas

Na análise de reconhecimento de formas sísmicas, os métodos estatísticos utilizados se beneficiam do fato que a repartição das descrições dos objetos a serem classificados (morfologia dos traços ou seus atributos) mudam de uma classe a outra. Eles supõem que os objetos de um mesmo grupo se dispersem respeitando sua estrutura específica.

A estrutura e as regularidades que caracterizam cada uma das classes serão exploradas como indícios suficientes que permitam inferir a que grupo pertence um objeto de categoria desconhecida. Na figura 1, a metodologia de reconhecimento das formas sísmicas é resumida graficamente.

Os métodos estatísticos utilizados para o reconhecimento das formas sísmicas foram:

- análise de componentes principais - ACP;
- estimativa da função densidade (paramétrica e não-paramétrica);
- análise discriminante paramétrica e não-paramétrica - AD.

O método estatístico para a estimativa da função densidade não-paramétrica utilizado foi o **método k-vizinho mais próximo-KNN** (*Kth nearest neighbor*, Loftsgaarden e Quesenenberry, 1965).

Dois vias metodológicas complementares foram pesquisadas (organograma 1):

- reconhecimento de formas não-supervisionadas;
- reconhecimento de formas supervisionadas pelo conhecimento geológico.

metodologia de reconhecimento de formas sísmicas não-supervisionadas

A abordagem de estatística multivariada, na metodologia de reconhecimento de formas sísmicas

não-supervisionadas, consiste, primeiramente, em utilizar técnicas de estimativa não-paramétrica da função de densidade no espaço dos atributos sísmicos (organograma 1).

Em seguida, pesquisam-se os indivíduos representativos dessa função. Eles correspondem às zonas "naturais" de concentração de dados, ou seja, as medidas físicas têm maior afinidade em uma métrica estatística. Esses indivíduos serão em seguida utilizados como amostras de aprendizagem em uma análise discriminante.

A análise discriminante permite então construir uma função de classificação para a apuração dos indivíduos afastados dos modos da função de densidade (organograma 1).

Na abordagem não-supervisionada, a função de densidade é estimada com o método dos k-vizinhos mais próximos. Nela, uma das necessidades é a escolha do parâmetro k, número de vizinhos considerados na estimativa da densidade.

A variável citada tem o papel de um parâmetro de "suavização" local controlando o grau de rugosidade (e assim o número de modos da densidade estimada). Uma maneira de escolhê-lo é estudar a evolução do número de modas quando k varia; se a população estiver claramente estruturada em grupos, observa-se, por uma superfície de valores de k, uma estabilização do número de modas sobre o valor do número de classes "naturais" da população (Wong e Schaack, 1982).

Na abordagem não-supervisionada, a interpretação geológica das unidades de fácies sísmicas é feita *a posteriori*, por comparação com as litologias dominantes nos poços, com as medidas petrofísicas, com conhecimento geológico, com efeitos de saturações de água ou com variações de pressões (sísmica 4D) etc.

O método dos k-vizinhos mais próximos que se escolheu para a estimativa da densidade foi proposto originalmente por Loftsgaarden e Quesenenberry, 1965.

A equação 1 demonstra o **estimador da função de densidade** $f(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p)$. Esta função é positiva, contínua e aplicada sobre um ponto $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_p)$, em um conjunto de n amostras $\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n\}$ independentes em um espaço p-dimensional com $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_p)$. Uma observação x_i em X é $x_i = (x_{i1}, \dots, x_{ip})$.

Define-se uma hipersfera de volume $V(r_k, x)$ com um raio $r_k(x)$, distância do ponto x à amostra k -ésima mais próxima. Este raio é variável e depende de dois parâmetros: o número de vizinhos levados em conta (o número de amostras na hipersfera) e o parâmetro de suavização local da estimativa.

$$f(x) = \{(k-1)/n\} \cdot \{1/V(r_k, x)\} \quad (1)$$

onde, $f(x)$ é o estimador da densidade no ponto x ; $V(r_k, x)$ é o volume da hipersfera do raio $r_k(x)$ que contém k vizinhos do ponto considerado.

Quando k aumenta, a densidade estimada é mais suave e por conseqüência o número de modos diminui.

O volume da hipersfera é dado pela equação 2:

$$V(r_k, x) = 2r_k^p(x) \Pi^{p/2} / p\Gamma(p/2) \quad (2)$$

onde, Γ é a distribuição gama.

Verifica-se que para $p=1$ (caso unidimensional), teremos $\Gamma(1/2) = \sqrt{\Pi}$, $V(r_k, x) = 2r_k(x)$ e $f(x) = \{(k-1)/n\} \cdot \{1/2r_k(x)\}$ como estimador de um histograma.

Decidiu-se utilizar o método estatístico de k -vizinhos mais próximos - KNN, porque em relação a outros métodos não-paramétricos para a estimativa da função densidade, este apresenta a vantagem de utilizar um núcleo de adaptação que permite uma boa estimativa das zonas de concentrações de dados muito variáveis. Em contrapartida, um inconveniente desse método é a má estimativa das "caudas" da distribuição.

A **análise em componentes principais - ACP**, sendo um método estatístico multivariado fatorial, permite a projeção das variáveis originais. Neste caso, a refletividade é o atributo sísmico projetado em um novo espaço de menor dimensão. No espaço citado, o atributo que será trabalhado é a combinação linear da refletividade (valores próprios da matriz de covariância).

Sendo N o conjunto de observações, segmentos de traços sísmicos em refletividade de uma unidade sismoestratigráfica, pode-se expressar:

$$N = \{(\mathbf{x}_i, p_i), i = 1, \dots, n\} \quad (3)$$

onde, \mathbf{x}_i representa um vetor correspondente a uma amostra sísmica no espaço p -dimensional e p_i representa um ponderador.

A matriz de covariância (\mathbf{C}) é representada pela equação a seguir:

$$\mathbf{C} = \sum_{i=1}^n p_i (\mathbf{x}_i - \mathbf{g})(\mathbf{x}_i - \mathbf{g})^T \quad (4)$$

onde, \mathbf{g} representa a média de n observações (segmentos de traços sísmicos); T é o símbolo da matriz transposta.

O problema a resolver, em análise de componentes principais, é encontrar um novo espaço de projeção $p' < p$ (espaço original), de maneira que as distâncias entre os novos pontos, representados, neste caso, por combinações lineares de amostras sísmicas, sejam as mais próximas possíveis do espaço original (amostras de atributos sísmicos originais).

Esse problema é resolvido computando-se \mathbf{u}_i ($i = 1$ a p), os auto-vetores da matriz \mathbf{C} . Os vetores \mathbf{u}_i geram novos eixos e cada auto-valor λ_i mede a porcentagem da informação original considerada pelo novo eixo \mathbf{u}_i .

Na prática, um pequeno número de eixos (em p') é suficiente para representar a maioria dos atributos originais. Logo, é possível projetar estas amostras no espaço p' -dimensional com somente uma pequena perda de informação, aspecto de filtragem da análise de componentes principais.

A **análise discriminante** é a terceira etapa da abordagem não-supervisionada adotada nesta metodologia, após a ACP e a KNN. Ela pode ser definida a partir do seguinte problema (Dumay e Fournier, 1988):

Sendo dadas duas amostras de aprendizagem x_1, \dots, x_n e y_1, \dots, y_m , correspondentes respectivamente às populações (classes) A e B. A questão agora é saber a que classe deve-se atribuir uma amostra desconhecida \mathbf{e} ?

A análise discriminante procura maximizar a separação de populações (grupos) previamente definidas.

As n observações da população original são classificadas em k grupos P_1, P_2, \dots, P_k , definidos *a priori* com $p_i = 1/n$. Sendo x_e a média das observações do grupo P_e e $\mu_e = \text{card } P_e/n$.

Soluciona-se o problema encontrando um novo espaço de dimensão $p' < p$ no qual as amostras originais serão projetadas de maneira que os centros das populações agrupadas estejam o mais afastado possível nas respectivas classes. Ao mesmo tempo, deseja-se que as amostras da mesma população estejam o mais próximo possível umas das outras.

Sendo T a matriz de covariância total, B a matriz de covariância entre populações e W a matriz de covariância dentro de uma população, conforme equação 5:

$$T = B + W \quad (5)$$

Devem-se pesquisar os eixos de projeção de maneira a maximizar B/W , ou de maneira equivalente B/T .

A solução desse problema é obtida pelo cálculo dos auto-vetores u_i e dos auto-valores λ_i da matriz $T^{-1} \cdot B$. Os vetores u_i geram $(k - 1)$ eixos discriminantes e λ_i ($0 < \lambda_i < 1$) é a medida do poder de discriminação de cada eixo correspondente.

A matriz de covariância (B), entre populações, é representada pela equação 6:

$$B = \sum_{e=1}^k \mu_e (x_e - g)(x_e - g)^T \quad (6)$$

onde, x_e representa o valor médio das amostras da classe P_e e μ_e representa o ponderador (peso).

A matriz de covariância (W), da população (grupo), é representada pela equação 7:

$$W = \sum_{e=1}^k \mu_e (1/\text{card } P_e) \sum_{i \in P_e} (x_i - x_e)(x_i - x_e)^T \quad (7)$$

onde, k representa o número de populações (grupos); x_e representa o valor médio das amostras da classe P_e e μ_e representa o ponderador (peso).

A equação 8 define uma regra de atribuição, na abordagem bayesiana, a partir da estimativa das funções de densidade de probabilidade condicional, $f_A(\mathbf{e})$ e $f_B(\mathbf{e})$, pertencentes à amostra e respectivamente às classes A e B. A amostra \mathbf{e} será atribuída à classe A se:

$$f_A(\mathbf{e}) \geq c \cdot f_B(\mathbf{e}) \quad (8)$$

onde, c é a constante que representa a probabilidade *a priori* de pertencer à classe A.

A análise discriminante implica na estimativa das densidades de probabilidades específicas nas diferentes classes. Para tanto, utilizaram-se duas abordagens a fim de estimar essas densidades específicas: a paramétrica e a não-paramétrica.

A **abordagem paramétrica** presume que os dados sigam uma distribuição conhecida normal, com os parâmetros conhecidos (\mathbf{x}): média e matriz de covariância (C).

A função densidade pode ser caracterizada pela pesquisa dos estimadores da média e da matriz de covariância dos dados e substituindo-se essas estimativas com a fórmula da densidade normal.

A equação 9 demonstra a função de densidade de probabilidade normal para uma amostra x , no caso p -dimensional, matriz de covariância (C) com o centro da distribuição em $x = \mu$ (média) e para x pertencente à classe i .

$$f(x) = (2\pi)^{-p/2} (C_i)^{-1/2} \exp[-1/2(x - \mu_i)^T (C_i)^{-1} (x - \mu_i)] \quad (9)$$

A abordagem paramétrica é utilizada em duas principais vias: linear e quadrática.

No **método linear**, a matriz de covariância usada é a média das matrizes C_i . Este volta a considerar que as classes apresentam as mesmas características de dispersão, médias e matrizes de covariância iguais nas diferentes classes. Como consequência, a superfície que separa os grupos é definida parametricamente como um hiperplano.

Por outro lado, no **método quadrático**, a matriz de covariância utilizada é aquela estimada em cada classe. Assim, leva-se em conta a característica de dispersão própria de cada grupo. Neste caso somente a média é igual nas diferentes classes e, em razão disto, a superfície de separação entre elas terá uma forma paramétrica quadrática.

Na **abordagem não-paramétrica** da análise discriminante emprega-se um estimador da densidade de cada grupo, por exemplo, aquele dos k -vizinhos mais próximos.

A **abordagem não-supervisionada** é muito interessante já que os dados “falam por si” para encontrar as “classes naturais” da população dos traços sísmicos. As classes sem significado geológico podem assim aparecer, como por exemplo: zonas ruidosas, artefatos de aquisição, de tratamento e/ou modelagem dos dados sísmicos (inversão baseada em modelo).

Essa abordagem pode ser aplicada ao controle de qualidade dos dados sísmicos antes de sua incorporação à fase de caracterização de reservatórios. Ela também se aplica ao contexto exploratório, onde poucos poços estão disponíveis. O inconveniente do método é, em certos casos, a dificuldade da interpretação geológica de algumas fácies sísmicas assim detectadas.

metodologia de reconhecimento de formas sísmicas supervisionadas

Esta abordagem utiliza os métodos estatísticos multivariados, baseando-se na análise discriminante (organograma 1). As amostras de aprendizagem são escolhidas em função de um *a priori* geológico, externo ao método.

Por exemplo, se há interesse pelas variações de porosidade de um reservatório, selecionam-se os traços sísmicos de aprendizagem na vizinhança dos poços mais típicos em relação às classes de porosidade do reservatório estudado. Igualmente, pode-se utilizar como *a priori* as proporções de litotipos, ou mesmo as curvas de proporções (Johann, 1997).

Em seguida, estuda-se a possibilidade de se encontrarem atributos sísmicos que permitam a individualização das diferentes famílias de traços de aprendizagem. Estando selecionados esses atributos, a análise discriminante é aplicada para a classificação de cada traço sísmico dentro de cada uma das famílias. As unidades de fácies sísmicas assim definidas têm, portanto, um significado geológico direto (organograma 1).

conceito de curva vertical e matriz de proporções de litotipos

Define-se uma curva de proporção vertical de litotipos (CPV) como uma distribuição vertical de proporções de fácies sedimentares grupadas (litotipos) a partir da integração de um ou mais perfis de poços, oriundos de uma base de eletrofácies, com senso geológico sobre uma ou mais zonas do reservatório.

Em contrapartida, a matriz de proporções representa a distribuição espacial das curvas verticais de proporções. Esta matriz pode ser representativa do reservatório ou de cada unidade genética que compõe o reservatório.

Esquemáticamente, na figura 2 são apresentadas duas curvas de proporções verticais de litotipos e a construção de uma matriz de proporções de litotipos.

Na figura 3 é mostrado um exemplo da matriz de proporções para a unidade genética superior do reservatório de Namorado e a posição de dois poços (A e B). Na região que domina o amarelo a curva vertical de proporções é guiada pela respectiva fácies sísmica, interpretada como arenitos muito porosos (CPV₁). Onde o verde aparece mais, a fácies sísmica interpretada é a correspondente a sedimentos clásticos finos (CPV₂) e na região que predomina o azul, a fácies interpretada é a de margas e de calcilutitos (CPV₄).

A questão fundamental é: como distribuir no volume do reservatório as CPVs conhecidas somente nos poços?

Neste momento é que intervém o conceito de fácies sísmicas guiando a repartição espacial das CPVs, construindo a matriz de proporções. Ela é uma ferramenta muito importante para capturar o comportamento espacial dos litotipos, além disso, ela também é um instrumento complementar aos variogramas na análise estrutural das variáveis regionais na modelagem geoestatística.

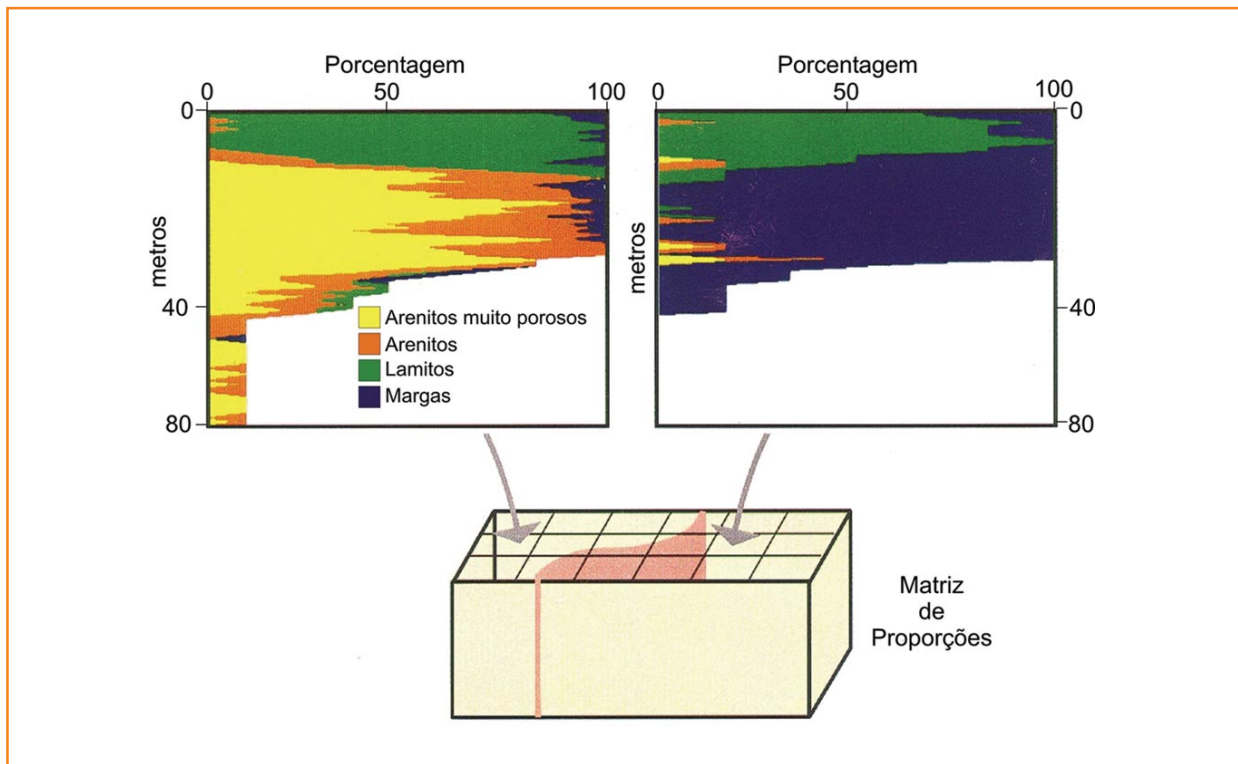


Figura 2 - Curvas de proporções verticais (CPVs) de litotipos: a) CPV_1 dominando arenitos muito porosos (amarelo); b) CPV_4 dominando margas e calcilutitos (azul); c) esquema da repartição espacial das CPVs.

Figure 2 - Vertical proportion curves (VPCs) of lithotypes: a) VPC_1 with a predominance of very porous sandstones (yellow); b) VPC_4 with a predominance of marls and calcilutites (blue); c) spatial repartition scheme of VPCs.

aplicação no reservatório Namorado, Campo de Namorado

O reservatório Namorado, na sua parte central, em média, está caracterizado por uma janela de 83 ms de tempo duplo de reflexão (fig. 4a). Neste campo, o reservatório foi dividido em três unidades sismoestratigráficas de alta resolução definidas pela interpretação detalhada após o processo de inversão sismoestratigráfica: unidade 1, unidade 2 e unidade 3, da base para o topo (fig. 4b).

Desta maneira, existem espaços estatísticos de ordem elevada, ou seja, o número de amostras sísmicas por unidade sismoestratigráfica é superior a três, mais de três *horizons slices* por unidade sismoestratigráfica. Assim, procede-se primeiramente a uma análise de componentes principais-ACP com o objetivo de diminuir a redundância das informações e de filtrar eventualmente certos ruídos existentes nos dados originais.

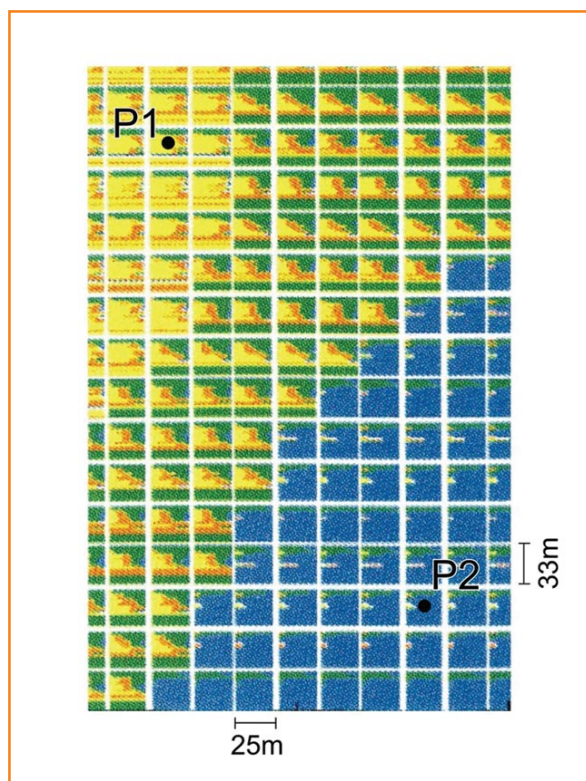


Figura 3

Matriz de proporções de litotipos. A zona dominante em amarelo corresponde aos arenitos muito porosos (CPV_1), a zona dominante em verde corresponde aos lamitos (CPV_3) e a zona dominante em azul às margas e calcilutitos (CPV_4).

Figure 3

Lithotype proportions matrix. The predominant yellow area corresponds to very porous sandstones (VPC_1), the predominant green area corresponds to mudstones (VPC_3) and the predominant blue area corresponds to marls and calcilutites (VPC_4).

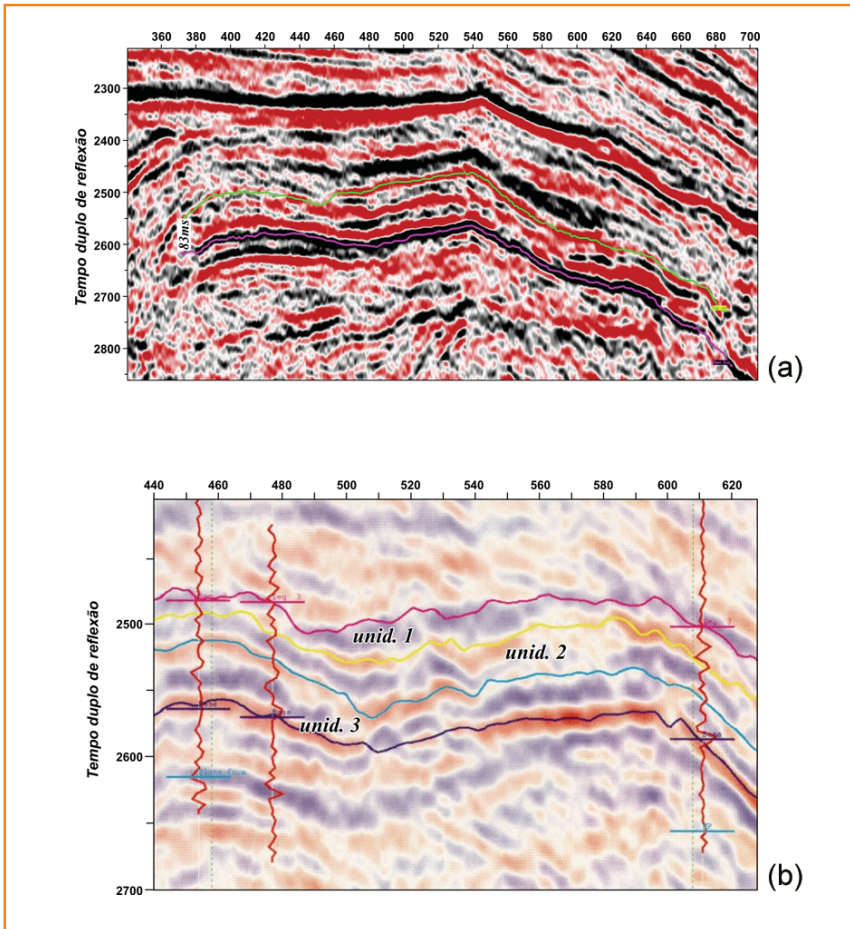


Figura 4 - Seções sísmicas em tempo:
 a) migrada pós-empilhamento e
 b) refletividade pós-inversão
 sismoestratigráfica, com as três unidades de
 alta resolução: basal (unidade 1), intermediária
 (unidade 2) e superior (unidade 3).

Figure 4 - Seismic sections in time:
 a) migrated after stacking and
 b) reflectivity after seismo-stratigraphic
 inversion, with the three high resolution
 units; basal (unit 1), intermediate
 (unit 2) and superior (unit 3).

reconhecimento de formas sísmicas não-supervisionadas em Namorado

escolha dos atributos sísmicos

No caso do reservatório turbidítico do Campo de Namorado, para a unidade sismoestratigráfica superior do reservatório (unidade 3), escolheram-se cinco componentes principais dos coeficientes de reflexão pós-inversão sismoestratigráfica como novos atributos a analisar (organograma 1). Para as unidades estratigráficas intermediárias (unidade 2) e inferior (unidade 1) foram escolhidos seis componentes principais (fig. 5).

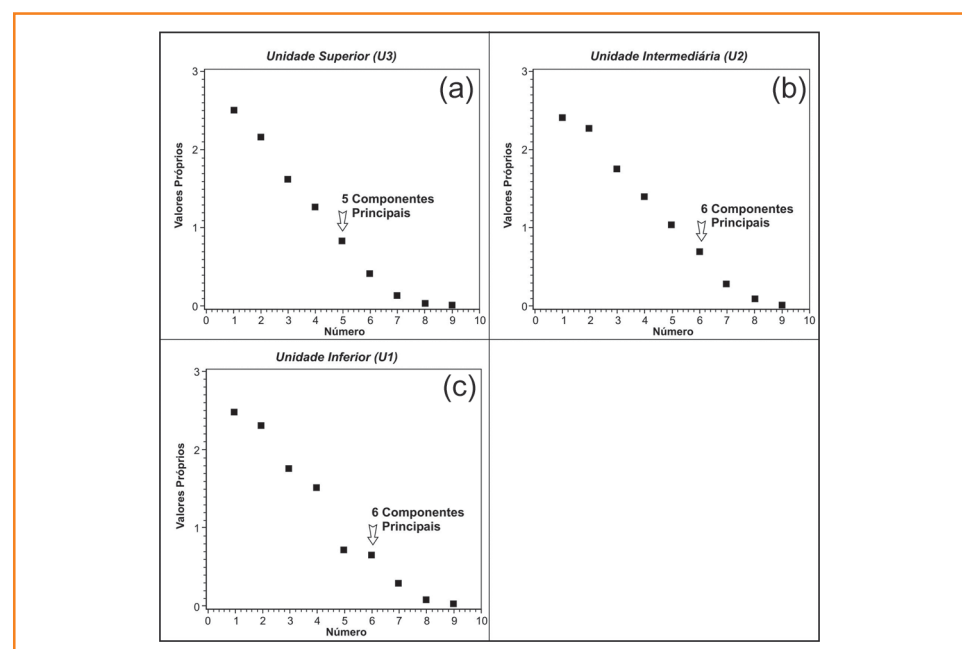
Na figura 6 são mostrados os nove coeficientes de reflexão (refletividade) e as nove combinações lineares (valores próprios da matriz de covariância da refletividade) desses coeficientes para a unidade superior, codificados pelas unidades de fácies sísmicas, respectivamente. As cinco primeiras combinações lineares dos atributos originais explicam 93,53% das informações analisadas (os coeficientes de reflexão, para essa unidade superior do reservatório).

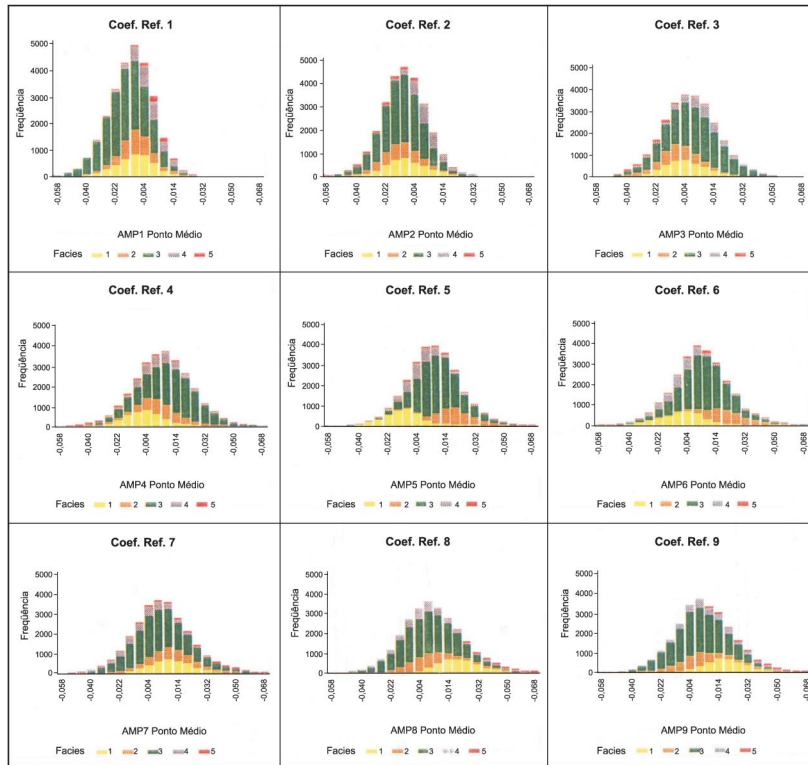
Figura 5

Diagramas de dispersão dos valores próprios da matriz de correlação do reservatório de Namorado (valores próprios versus componentes principais): a) unidade 3, superior; b) unidade 2, intermediária; c) unidade 1, basal.

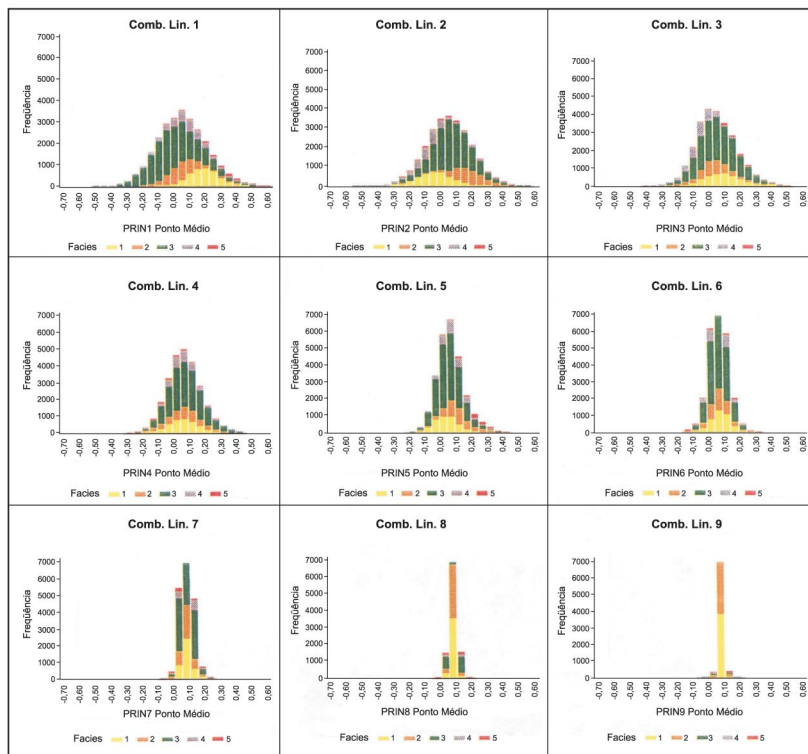
Figure 5

Cross plot of the typical values of the correlation matrix of the Namorado reservoir (typical values versus main components): a) unit 3, superior; b) unit 2, intermediate; c) unit 1, basal.





(a)



(b)

Figura 6 - a) Histogramas dos nove coeficientes de reflexão da unidade sismoestratigráfica superior, codificados pelas fácies sísmicas (abordagem não-supervisionada); b) histograma das nove combinações lineares dos coeficientes de reflexão da unidade superior do reservatório, codificadas pelas fácies sísmicas (abordagem não-supervisionada).

Figure 6 - a) Histograms of the nine reflection coefficients of the superior seismo-stratigraphic unit, codified by the seismic facies (non-supervised approach); b) histogram of the nine linear combinations of the reflection coefficients of the superior unit of the reservoir, codified by seismic facies (non-supervised approach).

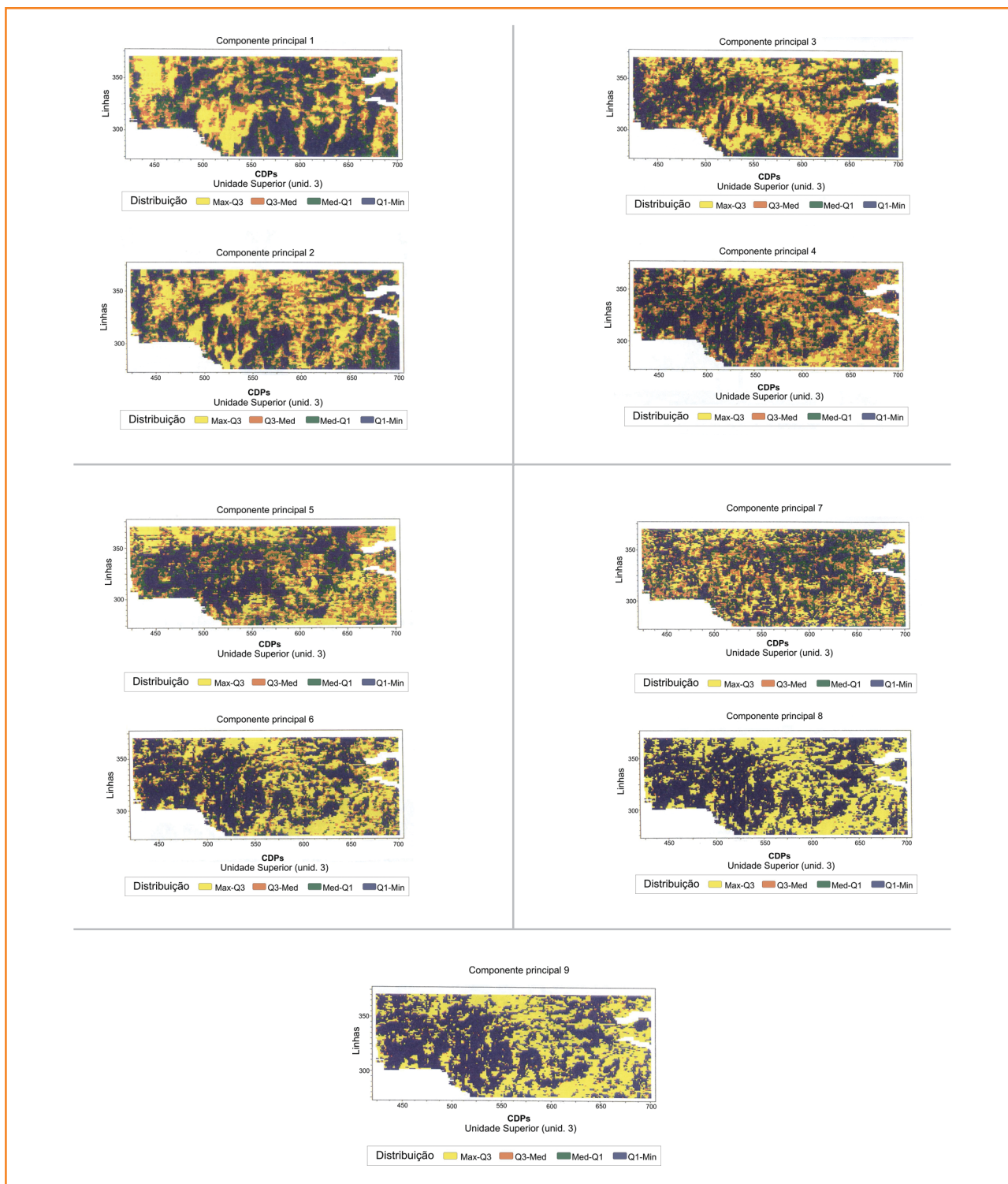
Na figura 7 são mostrados os mapas de cada combinação linear (valores próprios da matriz de covariância da refletividade) codificados em termos de sua distribuição de valores (quartis).

A análise desses mapas mostra que a variabilidade espacial dos dados é capturada pelas cinco primeiras combinações lineares dos coeficientes

de reflexão. A partir do mapa da sexta combinação linear, essa variabilidade é menos evidente. A distribuição dos valores concentra-se em torno da média (fig. 6b). Interpretam-se as imagens das combinações lineares seis a nove como ruídos sísmicos a serem filtrados pela ACP (Hagen, 1981).

Figura 7
Mapas de distribuições (quartis) dos componentes principais 1 a 9 da unidade sismoestratigráfica superior.

Figure 7
Distributions maps (quartiles) of the main components - 1 to 9 - of the superior seismostratigraphic unit.



estimativa e pesquisa dos modos da função densidade

A unidade sismoestratigráfica superior do reservatório Namorado corresponde a 27.080 segmentos de traços sísmicos (traços de coeficientes de reflexão pós-inversão sismoestratigráfica, segmentados entre dois horizontes estratigráficos), distribuídos em uma área de, aproximadamente, 7 km na direção NW-SE (*in-lines*) e 3 km NE-SW (*cross-lines*).

Para a definição de uma base de aprendizagem, grupos de segmentos de traços com características estatísticas comuns (na abordagem não-supervisionada), foram analisados os modos principais da função de densidade estimada a partir do método estatístico dos k-vizinhos mais próximos (KNN).

Após ter feito variar o parâmetro k, número de vizinhos considerados na estimativa da função de densidade, representa-se a evolução do número de modos da densidade de acordo com esse parâmetro para cada uma das três unidades sismoestratigráficas do reservatório (Wong e Schaack, 1982). Na unidade superior aparece um patamar correspondente a cinco modos da função de densidade (fig. 8a). Para as unidades intermediária e basal, identificam-se dois e sete modos da função densidade, respectivamente.

Analisaram-se, para o k correspondente à solução de cinco classes (k=15), os mapas das unidades de fácies sísmicas para a unidade superior do reservatório e os mapas de proporções dos litotipos (arenitos muito porosos, arenitos, turbiditos finos / argilas e margas) obtidos pelas interpolações e extrapolações a partir dos dados dos poços também foram considerados como referência geológica (fig. 9).

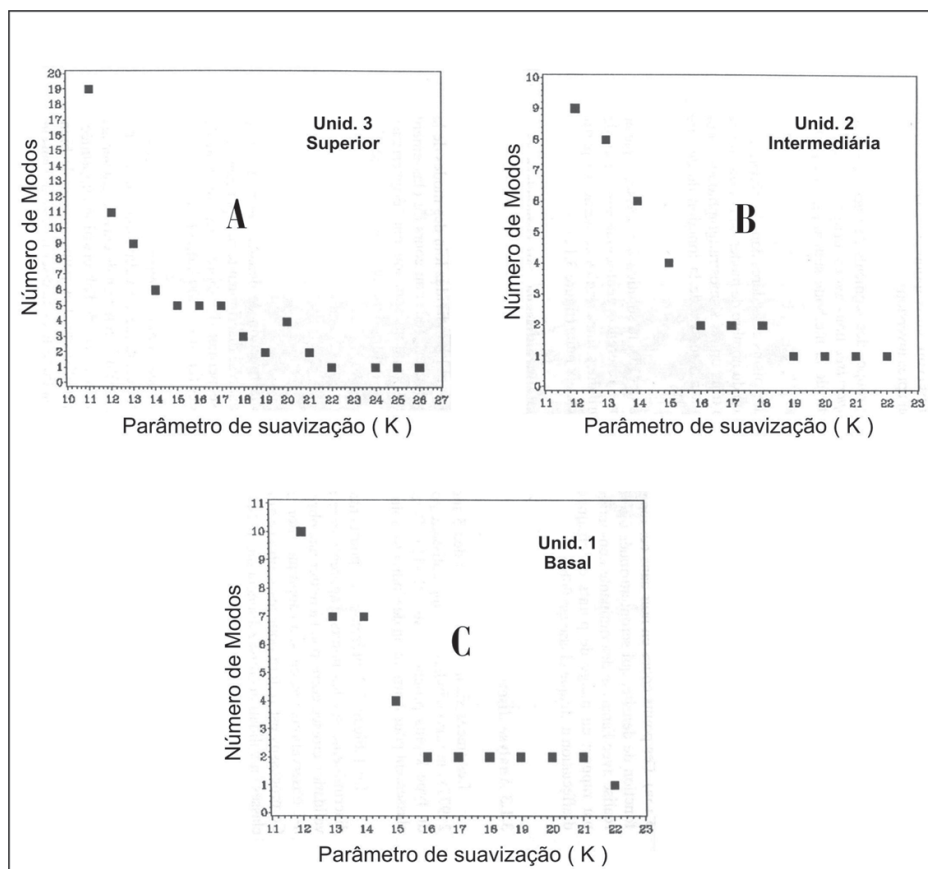


Figura 8

Diagramas de dispersão dos modos da função densidade em relação ao parâmetro de suavização (k): a) unidade superior (k=15, 5 modos); b) unidade intermediária (k=16); c) unidade basal (k=13).

Figure 8

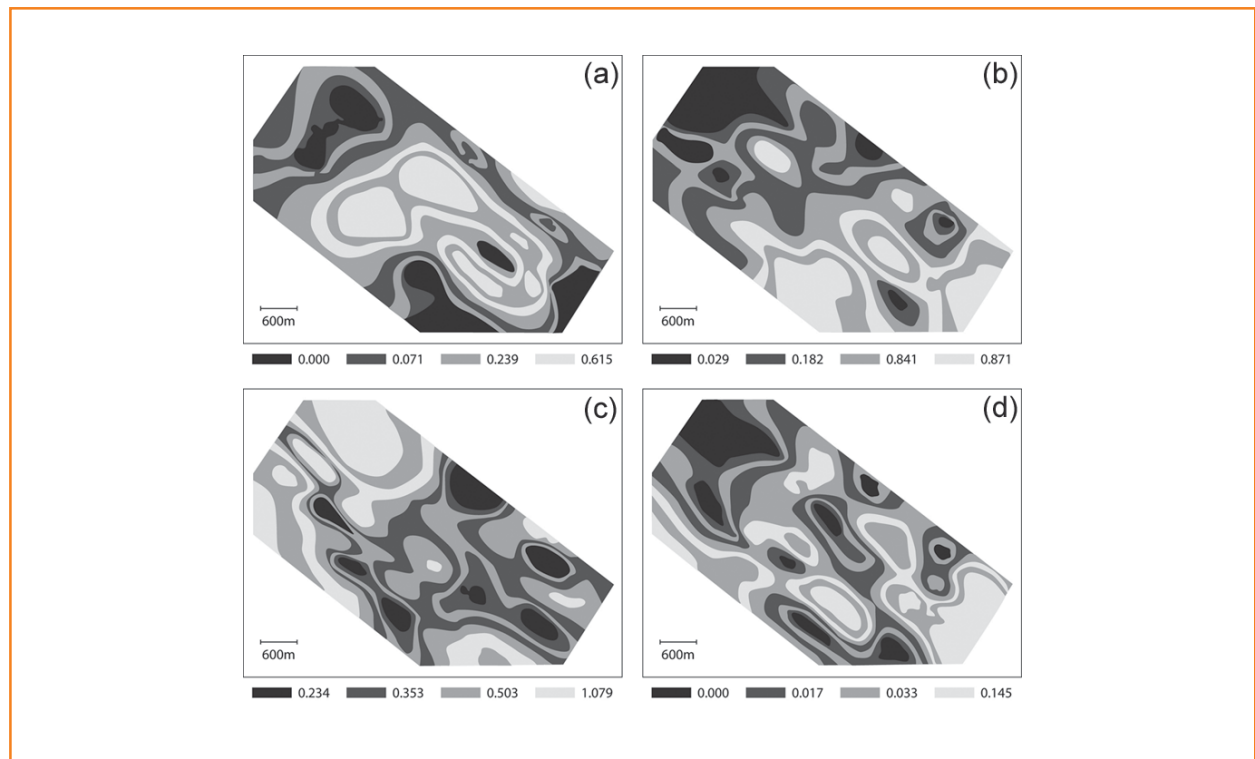
Cross plot of the modes of the density function to the smoothing parameter (k): a) superior unit (k=15, 5 modes); b) intermediate unit (k=16); c) basal unit (k=13).

Figura 9

Mapas dos percentuais dos litotipos da unidade superior do reservatório: a) arenitos muito porosos; b) arenitos; c) turbiditos finos e lamitos; d) margas.

Figure 9

Lithotype percentages maps of the superior unit of the reservoir: a) very porous sandstones; b) sandstones; c) fine turbidites and shale; d) marls.



As posições dos traços sísmicos da base de aprendizagem não-supervisionada estão codificadas em cores nos mapas das unidades de fácies sísmicas para a unidade superior (fig. 10a).

Os pontos codificados em preto nesse mapa são os indivíduos separados dos modos da função de densidade, que serão atribuídos posteriormente a esses modos no curso da classificação realizada com a análise discriminante não-paramétrica. Esses pontos são muitas vezes periféricos em relação à nuvem de pontos de cada classe ou pontos dentro da zona onde a qualidade de atribuição para cada classe é baixa.

análise discriminante

Os segmentos de traços sísmicos típicos dos cinco modos da função de densidade (em número de 25.977) serviram de indivíduos de aprendizagem para a análise discriminante não-paramétrica do tipo k-vizinhos mais próximos, utilizando-se k igual a 15. Essa análise permite elaborar uma função de classificação para a atribuição dos indi-

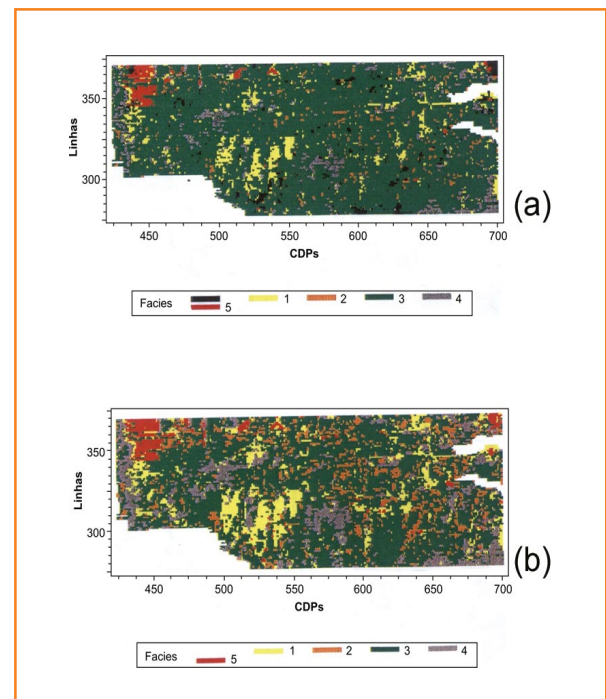


Figura 10 - Mapas das unidades de fácies sísmicas pela abordagem não-supervisionada: a) antes (base de aprendizagem ou training data set); b) após a classificação.

Figure 10 - Maps of the seismic facies units based on the non-supervised approach: a) before (training data set); b) after classification.

víduos afastados dos modos da função densidade de probabilidade (1.103 indivíduos).

Os percentuais de classificação obtidos na análise discriminante sobre os pontos de aprendizagem com uma técnica de validação cruzada são apresentados na tabela II.

A validação cruzada corresponde a retirar uma observação e reconstruir a função de classificação sobre as $n-1$ observações restantes. Esta nova função é aplicada na classificação da observação suprimida.

Este processo é reiterado pelas n observações de aprendizagem. Os percentuais dos bem-classificados em validação cruzada dão uma indicação sobre a confiabilidade da discriminação (tabela II).

No caso considerado, os percentuais de bem-classificados são todos elevados, o que testemunha a confiabilidade das classes de aprendizagem.

Por outro lado, verifica-se que o valor de 100% obtido para a classe cinco é influenciado pelo pequeno número de amostras dessa classe (360 traços).

Na figura 10b é apresentado o mesmo mapa das unidades de fácies sísmicas da figura 10a após a classificação das 27.080 observações na abordagem não-supervisionada.

A probabilidade de boa atribuição em uma das fácies permite também caracterizar as zonas mais confiáveis para futuras interpretações. Salienta-se aqui a pertinência da aplicação da metodologia estatística, em um contexto probabilístico, para a caracterização de reservatórios, quando comparada a metodologia de redes neurais, onde não se consideram as incertezas associadas à atribuição de cada fácies.

Nas figuras 11a e 11b são exibidos os mapas das unidades de fácies não-supervisionadas e os cortes sobre essa probabilidade com os limites de 0.5 e 0.7, definindo-se mapas de incertezas associados às fácies sísmicas (abordagem probabilística). Verifica-se que a classe cinco (vermelha) é composta por traços cuja atribuição mostra uma probabilidade muito pequena, inferior a 0.5.

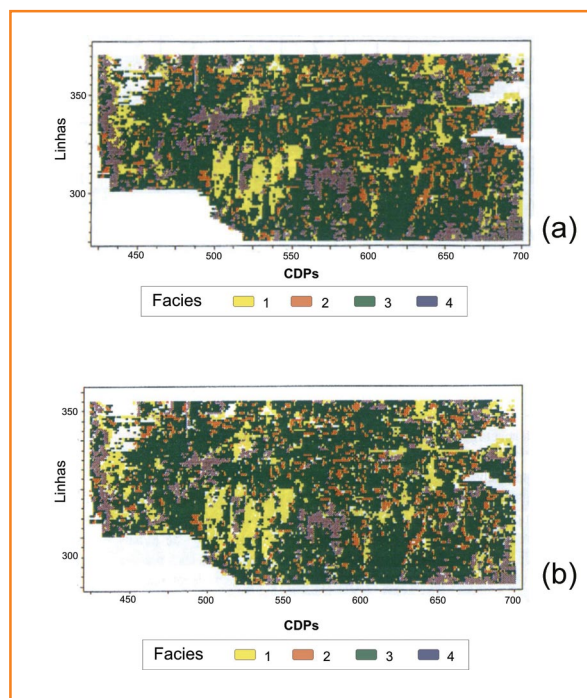


Figura 11 - Mapas das unidades de fácies sísmicas: a) corte com uma probabilidade de classificação de 0.5; b) corte com uma probabilidade de classificação de 0.7.

Figure 11 - Maps of the seismic facies units: a) threshold with a 0.5 classification probability; b) threshold with a 0.7 classification probability.

Classes de atribuição							
		1	2	3	4	5	Total
Classes de origem	1	91.09*	0,24	0,04	6,38	2,26	2524
	2	0,00	99,03*	0,00	0,26	0,70	1139
	3	7,47	11,96	72,08*	7.72	0,77	20758
	4	1,34	0,42	0,00	97.74*	0,50	1196
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	100*	360
Total		3866	3622	14963	2935	590	25977

Tabela II

Tabela de validação cruzada da análise discriminante - abordagem não-supervisionada.

Table II

Table of crossed validation of the discriminating analysis - non-supervised approach.

* percentual de observações bem classificadas.

interpretação das unidades de fácies sísmicas não-supervisionadas

Nesta abordagem analisam-se os histogramas dos nove coeficientes de reflexões oriundos da inversão sismoestratigráfica e os histogramas das nove combinações lineares (valores próprios) dos coeficientes de reflexão para a unidade superior do reservatório codificados por unidade de fácies sísmicas (fig. 6). A partir da análise desses histogramas e da análise dos valores próprios da matriz de covariância, escolheram-se as cinco primeiras combinações lineares que detêm a maior variabilidade de coeficientes de reflexão.

Nas tabelas III a V são apresentadas as características estatísticas dos traços sísmicos das cinco classes, assim como de seus parâmetros acústicos e geológicos (espessuras acumuladas das eletrofácies nos poços) para as classes 1 e 3.

Para as unidades de fácies sísmicas 2, 4 e 5 a ausência ou a insuficiência estatística de uma quantidade representativa de poços não permite o cálculo dos parâmetros acústicos e geológicos respectivos.

A correspondência das propriedades do reservatório nos poços com as unidades de fácies sísmicas na abordagem não-supervisionada baseia-se na hipótese que os traços em uma vizinhança local nos poços (nove traços em volta do poço) demonstram um comportamento acústico homogêneo.

Tabela III

Parâmetros estatísticos, acústicos e geológicos das fácies sísmicas 1 e 2.

Table III

Statistical acoustic and geological parameters of seismic facies 1 and 2.

	Unidade de fácies sísmicas 1			Unidade de fácies sísmicas 2		
	N	média	desvio padrão	N	média	desvio padrão
Variáveis discriminantes						
CL ₁ (cr ₁ -cr ₉)*	3977	1,474	1,014	3609	-0,053	0,859
CL ₂ (cr ₁ -cr ₉)	3977	-1,022	1,083	3609	1,303	0,947
CL ₃ (cr ₁ -cr ₉)	3977	0,518	-1,242	3609	-0,281	0,977
CL ₄ (cr ₁ -cr ₉)	3977	-0,106	1,024	3609	-0,068	1,085
CL ₅ (cr ₁ -cr ₉)	3977	-0,345	0,818	3609	0,427	-1,816
Parâmetros acústicos						
Velocidade P intervalar (m/s)	7	3369	131,27	-	-	-
Impedância nos poços (m/s.gr/cm ³)	7	7863	534,71	-	-	-
Parâmetros geológicos						
Arenitos muito porosos (m, acumulado)	7	12,26	11,36	-	-	-
Arenitos (m, acumulado)	7	10,17	10,83	-	-	-
Turbiditos finos/argilas (m, acumulado)	7	18,54	5,40	-	-	-
Marga (m, acumulado)	7	6,60	11,01	-	-	-

*CL - combinação linear dos coeficientes de reflexão (cr).

	Unidade de fácies sísmicas 3			Unidade de fácies sísmicas 4		
	N	média	desvio padrão	N	média	desvio padrão
Variáveis discriminantes						
CL ₁ (cr ₁ -cr ₉)*	15802	-0,469	1.577	2980	-0.049	1.129
CL ₂ (cr ₁ -cr ₉)	15802	0.242	1.339	2980	-1.502	1.040
CL ₃ (cr ₁ -cr ₉)	15802	0.009	1.268	2980	-1.132	0.808
CL ₄ (cr ₁ -cr ₉)	15802	0.097	1.187	2980	0.128	0.912
CL ₅ (cr ₁ -cr ₉)	15802	-0,129	0.817	2980	0.209	0.896
Parâmetros acústicos						
Velocidade P intervalar (m/s)	36	3404	116,82	-	-	-
Impedância nos poços (m/s.gr/cm ³)	36	7990	472,93	-	-	-
Parâmetros geológicos						
Arenitos muito porosos (m, acumulado)	36	8,03	8,17	-	-	-
Arenitos (m, acumulado)	36	8,22	7.63	-	-	-
Turbiditos finos e argilas (m, acumulado)	36	18,63	7,09	-	-	-
Margas (m, acumulado)	36	6,23	10,43	-	-	-

*CL - combinação linear dos coeficientes de reflexão (cr).

Tabela IV

Parâmetros estatísticos, acústicos e geológicos das fácies sísmicas 3 e 4.

Table IV

Statistical acoustic and geological parameters of seismic facies 3 and 4.

Unidade de fácies sísmicas 5			
	N	média	desvio padrão
Variáveis discriminantes			
CL ₁ (cr ₁ -cr ₉)*	708	2,633	1,122
CL ₂ (cr ₁ -cr ₉)	708	0,078	1,268
CL ₃ (cr ₁ -cr ₉)	708	1,188	1,013
CL ₄ (cr ₁ -cr ₉)	708	-0,737	0,936
CL ₅ (cr ₁ -cr ₉)	708	1,738	0,795
Parâmetros acústicos			
Velocidade P intervalar (m/s)	-	-	-
Impedância nos poços (m/s.gr/cm ³)	-	-	-
Parâmetros geológicos			
Arenitos muito porosos (m, acumulado)	-	-	-
Arenitos (m, acumulado)	-	-	-
Turbiditos finos e argilas (m, acumulado)	-	-	-
Margas (m, acumulado)	-	-	-

*CL - combinação linear dos coeficientes de reflexão (cr).

Tabela V

Parâmetros estatísticos, acústicos e geológicos da fácies sísmica 5.

Table V

Statistical acoustic and geological parameters of seismic facies 5.

Na figura 12 é apresentada a morfologia dos cinco traços médios (coeficiente de reflexão) das unidades de fácies sísmicas sem *a priori* geológico e uma seção sísmica NE-SW (*strike*) com os segmentos de traços da unidade superior codificados por fácies sísmicas, na metodologia não-supervisionada.

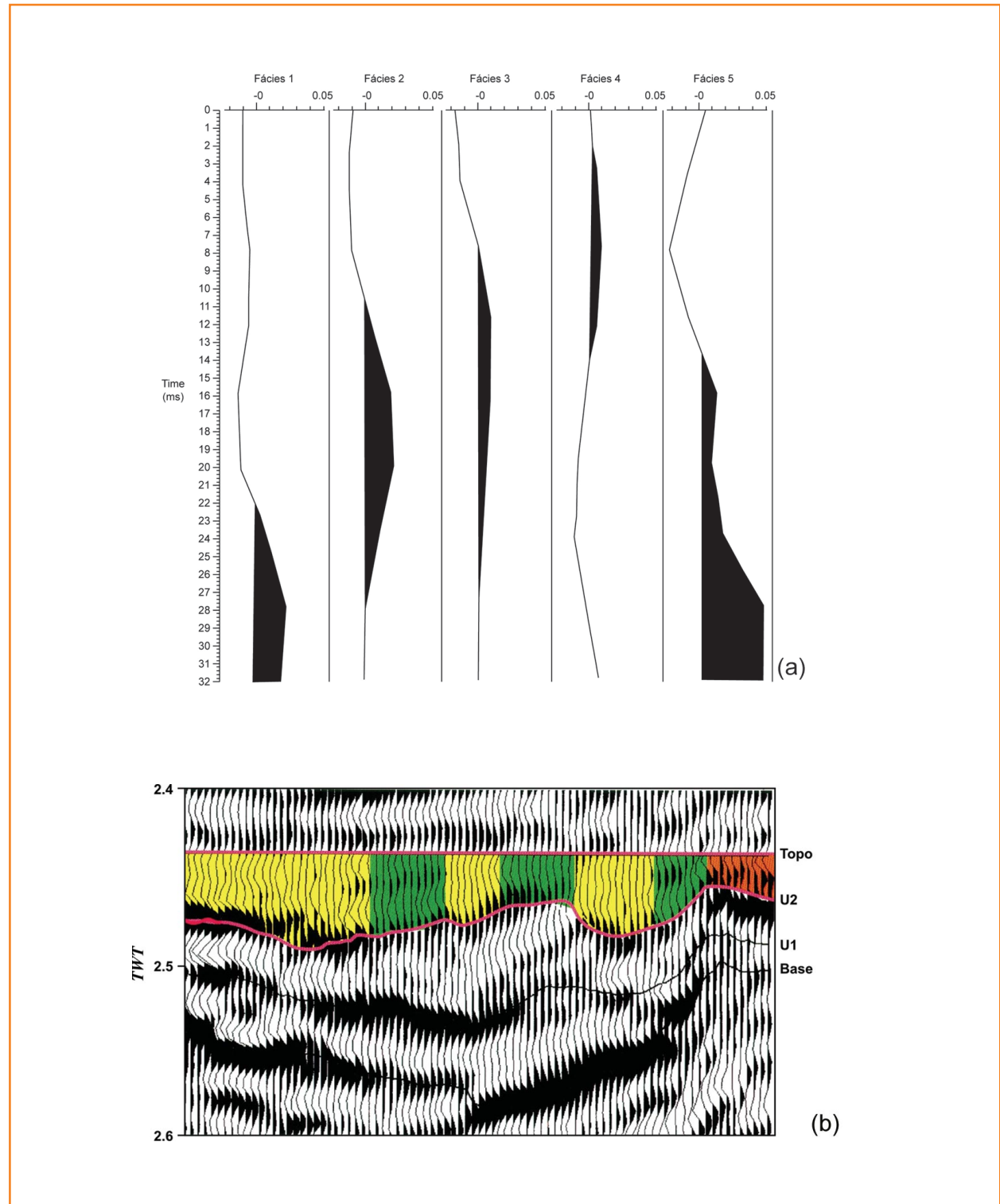
Verifica-se também que as unidades de fácies sísmicas 1 (amarelo) e 2 (laranja) mostram distribuições bem diferentes, particularmente na combinação linear 2 (fig. 6). Constata-se também a pequena ocorrência e a pequena probabilidade de atribuição da unidade 5 (vermelho).

Figura 12

a) Traços sísmicos médios para as cinco classes não-supervisionadas; b) codificação de fácies sísmicas sobre uma seção *strike* para a unidade superior do reservatório, com o topo horizontalizado. A unidade de fácies 1 (amarelo), unidade de fácies 2 (verde) e unidade de fácies 3 (laranja).

Figure 12

a) Average seismic traces for the five non-supervised classes; b) codification of seismic facies on a *strike* section for the superior unit of the reservoir with a horizontalized top. The facies 1 unit (yellow), facies 2 unit (green) and facies 3 unit (orange).



A unidade de fácies sísmicas 1 mostra as médias de combinação linear das variáveis originais (coeficientes de reflexão) 1 e 2 com os valores absolutos maiores entre os atributos utilizados na discriminação (tabela III e fig. 11b). As médias dos parâmetros acústicos (velocidade intervalar e as impedâncias nos poços) em sete poços que pertencem a essa unidade demonstram valores compatíveis com as zonas com predominância de arenitos muito porosos. As espessuras acumuladas de arenitos muito porosos e de arenitos atingem 22,43 m.

Na figura 9 (mapa de proporção de litotipos) é mostrada uma correspondência entre essa unidade e a zona de arenitos muito porosos na parte sudoeste do reservatório.

A unidade de fácies sísmicas 2 mostra as médias de combinação lineares das variáveis originais 2 e 5 com os valores absolutos mais fortes entre os atributos utilizados na discriminação (tabela III). Na figura 11b é mostrado que, do ponto de vista espacial, essa unidade é muito variável. Ela foi interpretada como artefatos de aquisição e/ou oriundos do processamento sísmico.

A unidade de fácies sísmicas 3 é a que contém o maior número de traços sísmicos (tabela IV). As médias das combinações lineares das variáveis originais 1 e 2 são os valores absolutos maiores entre os atributos sísmicos utilizados na discriminação.

As médias dos parâmetros acústicos nos 36 poços que pertencem à unidade de fácies sísmicas 3 são compatíveis com as espessuras acumuladas das fácies-perfil (eletrofácies) predominantes de turbiditos finos e argilas com 18,63 m que pertencem a essa classe.

No mapa de proporção de litotipos (fig. 11b) é especificado que essa unidade está ligada à distribuição de uma classe de reservatório intermediário, provavelmente composta de turbiditos finos e de folhelhos ao longo do reservatório, notadamente entre os arenitos confinados e canalizados.

A unidade de fácies sísmicas 4 apresenta as médias de combinações lineares das variáveis originais 2 e 3 com os valores absolutos mais fortes entre os atributos utilizados na discriminação (tabela IV). Essa unidade corresponde a uma zona

do reservatório de qualidade intermediária também interpretável no mapa de proporção de litotipos (fig. 9).

A unidade de fácies sísmicas 5 é, do ponto de vista estatístico, menos representativa já que não contém mais de 708 traços numa posição quase isolada do campo, além de estar próxima de uma falha geológica a NW do reservatório. Ao observar os poços, constata-se que somente um deles pertence a ela (tabela V e fig. 11b). Esta unidade mostra as médias de combinação lineares das variáveis originais 1, 3 e 5 com os maiores valores absolutos entre os atributos sísmicos utilizados na discriminação.

A referida unidade deve ser interpretada como a que apresenta uma morfologia de traços sísmicos quase específica para uma região noroeste e nordeste externa à zona produtiva do reservatório.

Uma outra maneira para se estabelecer a interpretação geológica das unidades de fácies sísmicas é fazer a correspondência dos traços sísmicos (coeficiente de reflexão) médios de cada uma das classes, dos traços sintéticos dos poços, do traço real dos poços e do traço correspondente à posição de melhor calibração na inversão sísmica.

Na figura 13 é exemplificado o procedimento nos poços típicos do reservatório Namorado, P44 e P18, para as unidades de fácies 1 e 3, com as suas fácies-perfil (eletrofácies), respectivamente.

conclusões da análise não-supervisionada no reservatório Namorado

Utilizou-se a abordagem de reconhecimento de formas não-supervisionadas sobre as impedâncias acústicas e sobre os coeficientes de reflexão dos traços sísmicos pós-inversão sismoestratigráfica do volume sísmico do reservatório Namorado, Campo de Namorado. Conduziram-se essas análises para cada uma das três unidades sismoestratigráficas de alta resolução do reservatório.

Figura 13

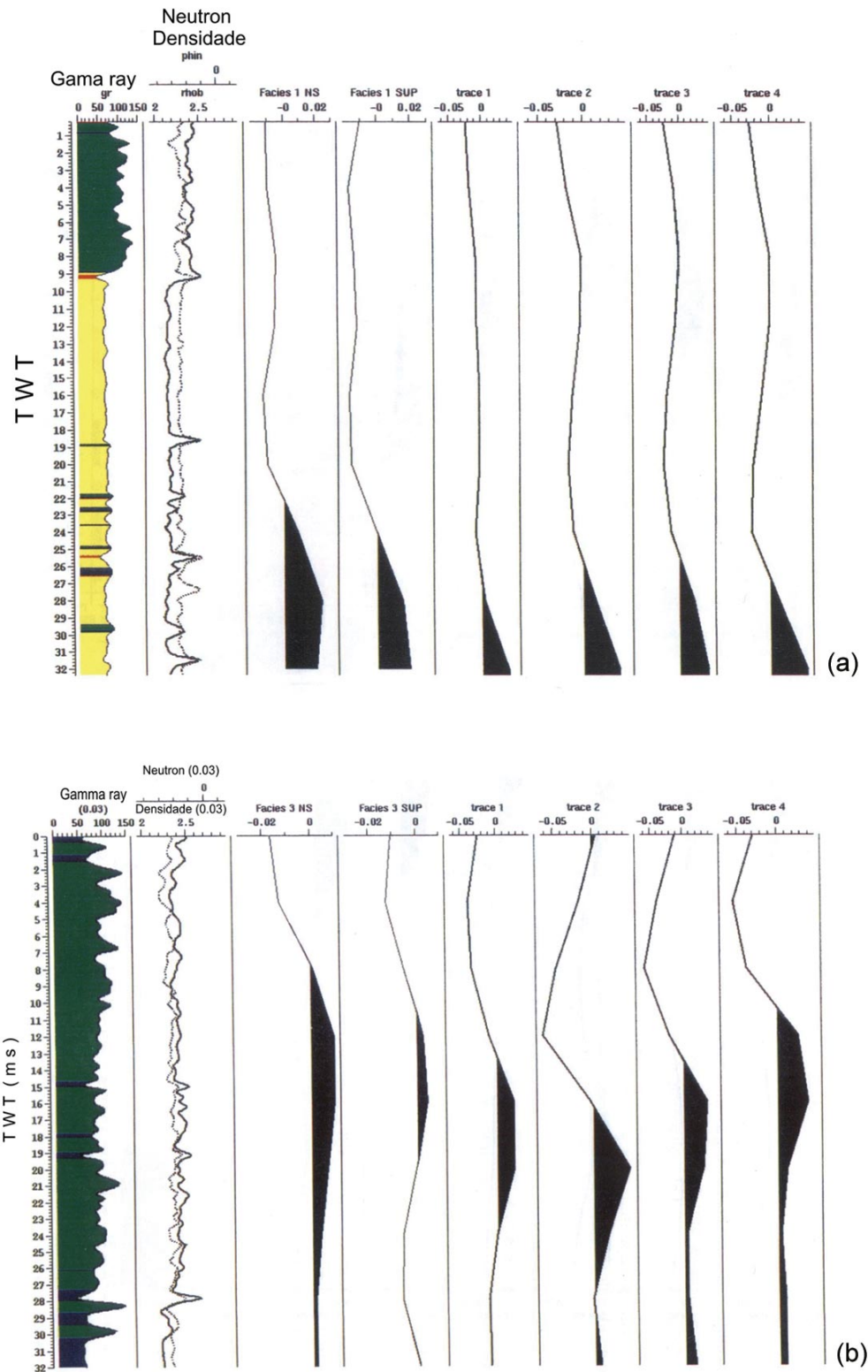
a) Poço P44 com os perfis de poços com as eletrofácies superpostas ao perfil *gamma ray*, os perfis neutrão/densidade, o traço médio, abordagens não-supervisionadas (NS) e supervisionadas (SUP) e quatro traços reais em volta dos poços;

b) Poço P18 com os perfis, eletrofácies, traço médio, abordagens não-supervisionada (NS) e supervisionada (SUP) e quatro traços reais em torno do poço.

Figure 13

a) Well P44 with the well profiles containing the electrofacies overlapping the gamma ray profile, the neutron/density profiles, the average trace, non-supervised approach (NS) and supervised approach (SUP) and four real traces around the wells;

b) Well P18 with the profiles, electrofacies, average trace, non-supervised (NS) approach and supervised (SUP) approach and four real traces around the well.



A estimativa da função densidade usando-se o método estatístico não paramétrico de k-vizinhos mais próximos (KNN) foi decomposta em cinco modas sobre a função densidade para a unidade sismoestratigráfica superior desse reservatório. Interpretam-se essas modas como representativas das unidades de fácies sísmicas. A título de exemplo, utiliza-se a unidade superior para detalhar a interpretação, fazendo um cruzamento completo dos resultados obtidos com os dados geológicos e as características sísmicas (tabelas III a V).

Como conclusão sobre a unidade superior, a unidade de fácies sísmicas 1 é interpretada como uma zona do reservatório em que dominam fácies de arenitos muito porosos (reservatório de excelente qualidade), a unidade 2 como “ruídos” sísmicos, as unidades 3 e 4 como duas zonas de qualidade intermediária de reservatório. A unidade 5, por razão de sua pequena ocorrência estatística e uma distribuição do ponto de vista espacial muito particular, numa zona produtiva a NW do reservatório, próximo a uma falha geológica, é a menos importante para ser colocada em correspondência com o conhecimento prévio do campo.

reconhecimento das formas sísmicas supervisionadas em Namorado

A abordagem supervisionada de reconhecimento de formas sísmicas baseia-se no método estatístico multivariado da análise estatística discriminante. Baseia-se também na noção de classificação do conjunto dos traços sísmicos em relação aos traços de referências ou de aprendizagem. Os de aprendizagem, em nosso caso, foram traços reais, selecionados na vizinhança de poços típicos, do ponto de vista geológico. Neste caso, a interpretação do mapa das unidades de fácies sísmicas é efetuada diretamente. Entretanto, ela depende da confiabilidade da informação geológica *a priori* (organograma 1).

definição dos traços de aprendizagem

A utilização de uma base de aprendizagem permite introduzir a informação geológica oriunda da análise do encadeamento vertical das fácies-perfil (eletrofácies), ou as espessuras das eletrofácies acumuladas para guiar a definição das unidades de fácies sísmicas. Os indivíduos de aprendizagem para a análise discriminante são então considerados como os traços vizinhos aos poços típicos, do ponto de vista geológico.

Para a análise discriminante baseada nas classes de aprendizagem previamente definidas, é necessário escolher a informação geológica *a priori* mais adaptada aos dados utilizados.

Nesta etapa, há duas escolhas a fazer:

(1) poços mais típicos, do ponto de vista da informação geológica *a priori*;

(2) número de traços na vizinhança local dos poços mais representativos.

O agrupamento dos poços típicos do reservatório em sua unidade superior foi pesquisado em duas abordagens:

- classificação dos poços pelas espessuras acumuladas de eletrofácies;
- análise de curvas de proporções verticais de litotipos.

As curvas de proporções verticais de litotipos representam um agrupamento de litotipos oriundos da descrição de testemunhos e das eletrofácies que predominam em uma região geológica do reservatório.

Para definir a vizinhança local de aprendizagem, conduziram-se muitos testes utilizando como critério um mínimo de traços (minimizando a influência da possibilidade de levar em conta traços reais anormais) a um máximo de traços (evitando ultrapassar uma certa homogeneidade geológica local).

A vizinhança dos poços típicos utilizada foi a matriz de sete a nove traços ou 200,58 m x 200 m num raio de cerca de 100 m a partir do poço (quatro traços de cada lado).

Na figura 14 é retratada a vizinhança do poço P44 que foi considerada para a seleção de amostras do segmento de traços para serem utilizadas

na base de aprendizado para a unidade de fácies sísmicas 1. Em amarelo no perfil *gamma ray* a eletrofície arenitos muito porosos, constatada nesse poço para a unidade superior do reservatório.

A título de exemplo, detalham-se as pesquisas feitas na unidade superior do reservatório, pós-inversão sismoestratigráfica. Os poços típicos utilizados em cada uma das duas vias pesquisadas para construir os grupos de aprendizado são mostrados na tabela VI.

Os depósitos turbidíticos do reservatório Namorado, Campo de Namorado apresentam, do ponto de vista geológico, após a descrição de mais de 700 m de testemunhos (Souza Jr., 1997), quatro grupos de litotipos (agrupamento de fácies sedimentares):

- arenitos muito porosos (I);
- arenitos (II);
- turbiditos finos e lamitos (III);
- margas (IV).

A curva do tipo 1 (CPV₁) é dominante em arenitos muito porosos, porosidade média de 28% (destaque para o amarelo na figura 15a). A curva tipo 2 (CPV₂) é dominante em arenitos, porosidade média de 22% (realce do laranja na figura 15b).

A curva tipo 3 (CPV₃) é dominante em turbiditos finos e lamitos (maior ocorrência de verde na figura 15c). A curva tipo 4 (CPV₄) é dominante em margas (ênfase para o azul na figura 15d).

escolha dos atributos sísmicos

No caso do reservatório do Campo de Namorado utilizou-se uma análise discriminante passo a passo, a fim de verificar as variáveis mais discriminantes para conduzir o estudo de reconhecimento de formas sísmicas supervisionadas pelo conhecimento geológico (organograma 1).

Os atributos inspecionados foram: os coeficientes de reflexão do topo e da base das unidades sismoestratigráficas de alta resolução, as impedâncias acústicas pós-inversão, a energia e a intensidade média nas janelas estudadas, a frequência e a fase instantânea, os quartis da distribuição da energia, os coeficientes da decomposição polinomial de Tchebyshev.

Figura 14

Esquema demonstrando como são selecionados os traços de aprendizado em torno de um poço típico. Neste caso, na unidade superior do reservatório para a fácies 1, dominante a arenitos muito porosos. Observar a inversão nos perfis densidade e neutrão.

Figure 14

Scheme showing how training data sets are selected on a typical well. In this case, in the superior unit of the reservoir for facies 1, there is a predominance of very porous sandstones. Note the inversion of the density and neutron profiles.

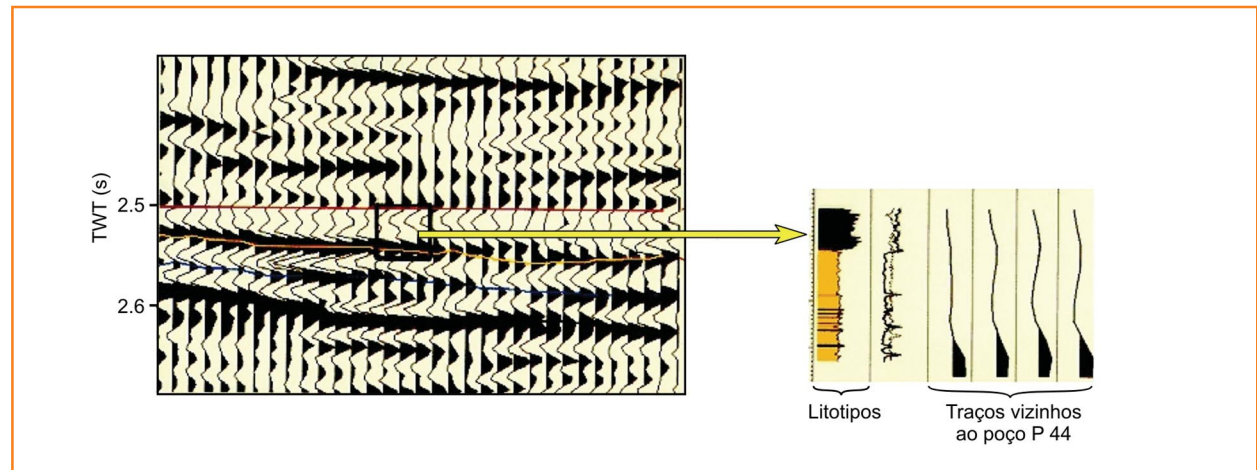


Tabela VI

Base de aprendizado geológico e os poços típicos.

Table VI

Geological training data set and typical wells.

Grupo de eletrofácies (litotipos)	EFC (espessuras de eletrofácies)	CPV (curvas de proporções verticais de litotipos)
I - Arenitos muito porosos	3,12 e 19	44
II - Arenitos	1, 10 e 47	37
III - Turbiditos finos e argilas	9, 20 e 24	18 e 24
IV - Margas	29 e 48	11 e 43

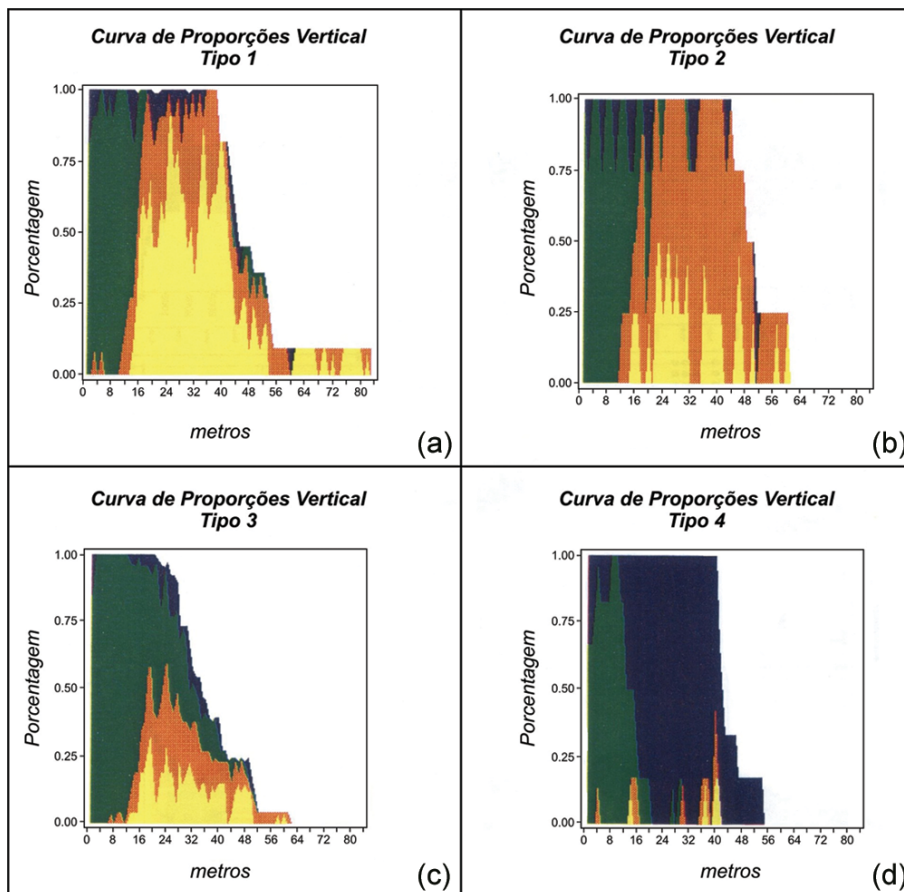


Figura 15
Curvas de proporções verticais da unidade superior do reservatório de Namorado (CPV₁ a CPV₄):
a) dominantes em arenitos muito porosos, CPV₁;
b) dominantes em lamitos, CPV₂;
c) dominantes em turbiditos finos e lamitos, CPV₃;
d) dominantes em margas, CPV₄.

Figure 15
Vertical proportion curves of the superior unit of the Namorado reservoir (VPC, a VPC₄):
a) predominant in very porous sandstones, (VPC₁);
b) predominant in sandstones, (VPC₂);
c) predominant in fine turbidites and shale, VPC₃;
d) predominant in marls, VPC₄.

Constata-se que no caso do reservatório Namorado, Campo de Namorado, nenhum desses atributos se mostram muito discriminantes. Então, para poder comparar as duas abordagens, sem e com supervisão do conhecimento geológico, decidiu-se utilizar as combinações lineares dos coeficientes de reflexão (componentes principais) obtidos pós-inversão sísmoestratigráfica.

Na figura 16 são mostrados os histogramas de nove coeficientes de reflexão obtidos pós-inversão sísmoestratigráfica e as nove combinações lineares (valores próprios da matriz de covariância) da unidade de alta resolução superior do reservatório, respectivamente. Observa-se que a distribuição torna-se menos dispersa à medida que se passa da combinação linear 1 até a 9, particularmente entre as combinações lineares 6 e 7.

análise discriminante

Na abordagem de reconhecimento das formas sísmicas supervisionadas pelo conhecimento geológico após a definição dos atributos, da definição da vizinhança local e da definição da base de aprendizagem, desenvolveram-se análises estatísticas multivariadas discriminantes paramétricas e não-paramétricas.

As **análises paramétricas** aplicadas foram a **discriminação linear** e a **quadrática**. No caso da **discriminação não-paramétrica**, usou-se o método dos k-vizinhos mais próximos (KNN).

Nos casos da análise discriminante paramétrica, utilizou-se uma métrica linear ou quadrática.

Nas tabelas VII e VIII são apresentados os resultados percentuais da validação cruzada obtidos pelos métodos de discriminações paramétricas (li-

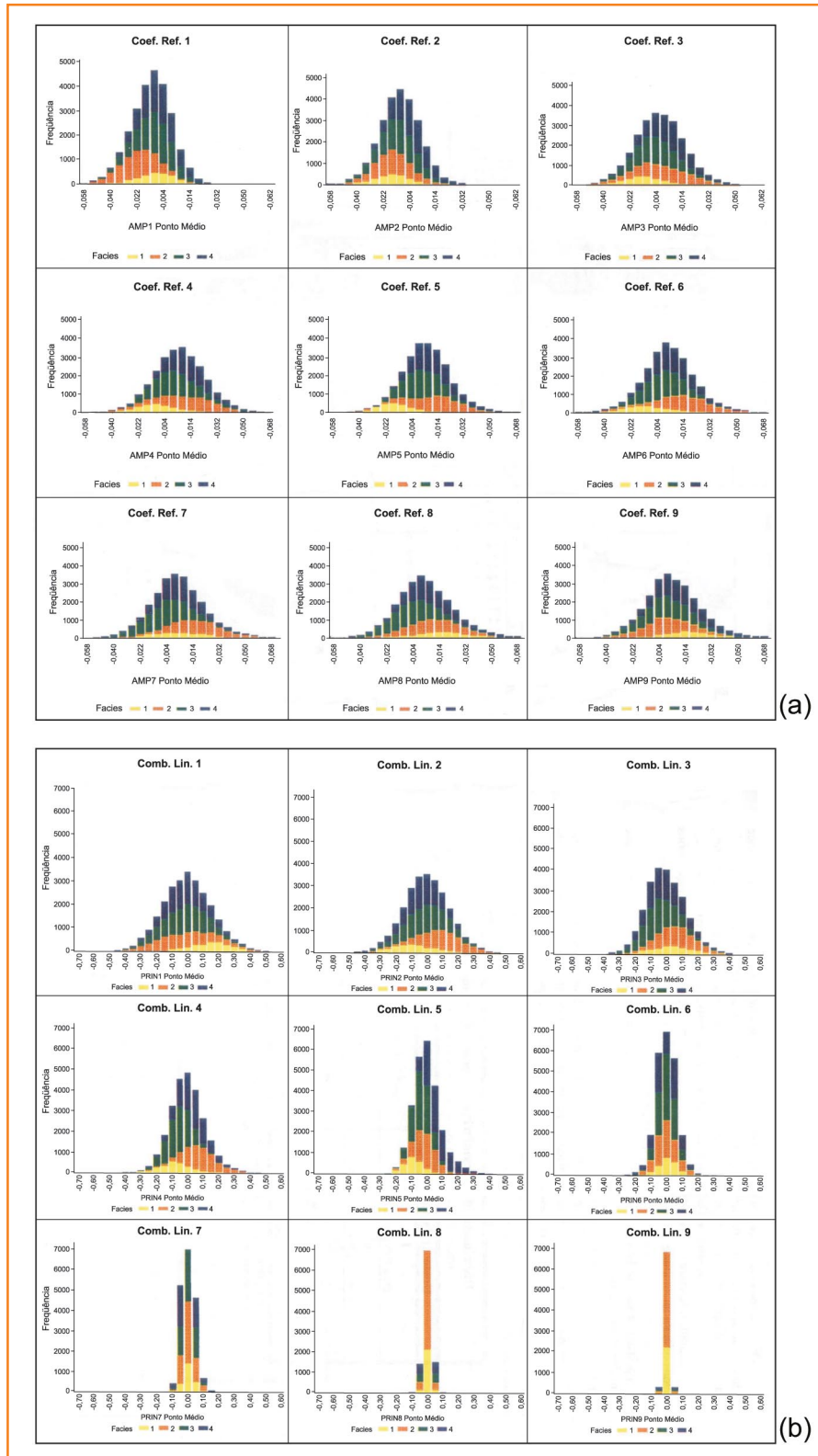


Figura 16

a) Histogramas dos nove coeficientes de reflexão da unidade superior codificados pelas fácies sísmicas (abordagem supervisionada); b) histograma de nove combinações lineares dos coeficientes de reflexão da unidade superior do reservatório codificados pelas fácies sísmicas (abordagem supervisionada).

Figure 16

a) Histograms of the nine reflection coefficients codified by the seismic facies (supervised approach); b) histogram of the nine linear combinations of the reflection coefficients of the superior unit of the reservoir, codified by seismic facies (supervised approach).

near e quadrática) e não-paramétricas sobre as três bases de aprendizagem desenvolvidas na unidade sismoestratigráfica superior do reservatório Namorado, respectivamente.

As análises das porcentagens na tabela VIII mostram que a base de aprendizagem na abordagem do agrupamento dos poços usando as curvas de proporções de litotipos (CPV com $k = 27$) é a abor-

Unidade de fácies sísmicas	EFC (espessuras de eletrofácies)	CPV (curvas de proporções verticais de litotipos)
I - Arenitos muito porosos	66,14 e 66,67	100,00 e 100,00
II - Arenitos	49,74 e 68,25	73,02 e 82,54
III - Turbiditos finos e lamitos	84,66 e 85,71	92,06 e 96,83
IV - Margas	80,95 e 84,13	73,02 e 82,54

Tabela VII

Tabela de validação cruzada da análise discriminante - abordagem supervisionada.

Table VII

Table of crossed validation of the discriminating analysis – supervised approach.

Unidade de fácies sísmicas	EFC k = 19	CPV k = 27
I - Arenitos muito porosos	74,60	100,00
II - Arenitos	84,66	92,06
III - Turbiditos finos e lamitos	88,36	96,03
IV - Margas	83,33	86,51

Tabela VIII

Comparação entre as bases de aprendizado EFC e CPV.

Table VIII

Comparison between the EFC and VPC training data set.

dagem que demonstra uma performance superior em termos de acertos na validação cruzada.

Na figura 16 também são mostrados os histogramas das refletividades e suas combinações lineares codificadas por unidade de fácies sísmicas, na abordagem supervisionada.

Nota-se que os valores médios das classes 1 (amarelo) e 2 (laranja) são diferentes nas combinações lineares 2 e 4 (diferença entre os arenitos muito porosos e arenitos).

confiabilidade da discriminação - *blind tests*

Com a disponibilidade de 47 poços no Campo de Namorado, a análise de performance da discriminação pode ser realizada em testes “cegos” a partir dos poços agrupados na mesma classe de poços típicos, mas que não foram usados como

referência no momento da discriminação para a construção da base de aprendizagem. Desta maneira, pode-se analisar o caráter preditivo da discriminação, como exemplo, para a unidade superior do reservatório (tabela IX).

Na figura 17 são exibidos mapas locais em torno dos poços P41, P46, P12 e P29 escolhidos como *blind tests*, testes cegos. Esses poços, pelo conhecimento geológico do reservatório, são *a priori* agrupados nas quatro classes de aprendizagem (tabela IX). As amostras dos 121 segmentos de traços sísmicos em torno dos poços para a unidade superior do reservatório não são utilizadas na base de aprendizagem e analisa-se a capacidade de predição da metodologia.

Pela análise da figura 17 constata-se que, para a maioria dos traços, representados por pequenos quadrados, a predição foi bem realizada. A posição espacial do poço está no centro destes mapas locais e cada pequeno quadrado representa um segmento de traço sísmico da unidade superior do reservatório.

Tabela IX

Tabela com os poços típicos por fácies nas abordagens EFC e CPV.

Table IX

Table containing typical wells per facies under both approaches - EFC and VPC.

Grupos de traços	EFC (espessuras)	CPV (proporções verticais de litotipos)
I - Arenitos muito porosos	27,28,42 e 46	1,2,10,35,39, 41,47 , 49 e 53
II - Arenitos	2,34,49 e 50	15, 17, 31 e 46
III - Turbiditos finos e lamitos	10,23,36 e 24	4, 6, 7, 8 , 9, 12 , 14, 16, 20, 23 e 42
IV - Margas	11, 43, 45 e 52	29 , 45, 48 e 52

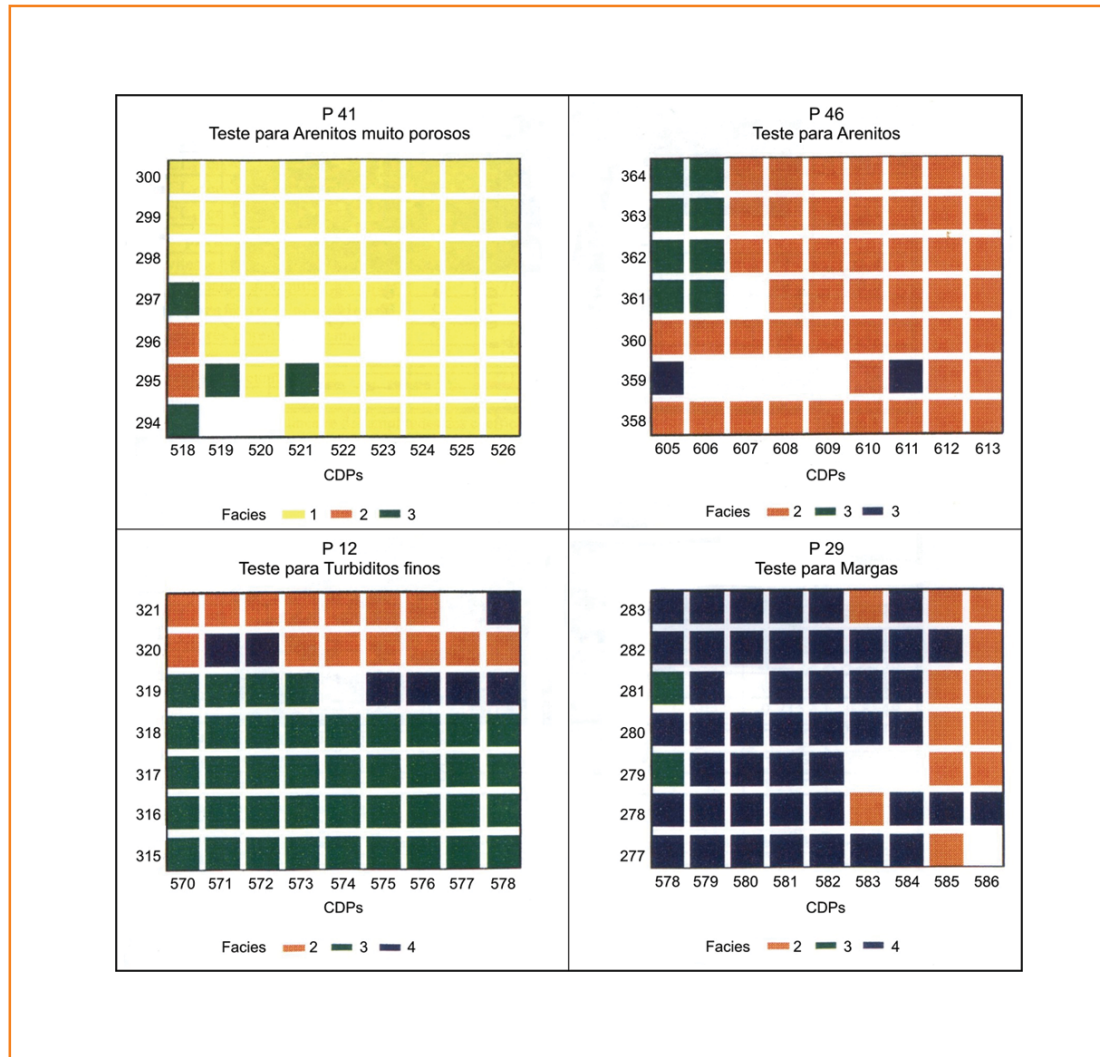


Figura 17 - Os poços de “testes cegos” (P41, P46, P12 e P29) com 121 traços na vizinhança local, codificados pelas fácies sísmicas (abordagem supervisionada).

Figure 17 - The wells of “blind tests” (P41, P46, P12 and P29) with 121 traces of the nearby area, encoded by the seismic facies (supervised approach).

interpretação das unidades de fácies sísmicas supervisionadas

Os resultados da interpretação dos mapas de unidades de fácies sísmicas podem ser usados para perfurar novos poços e para definir a extensão espacial das zonas mais homogêneas do reservatório. Estes mapas também poderão ser integrados nas simulações estocásticas ou de escoamento em cada unidade individualizada a partir desta interpretação.

Para a comparação dos resultados das duas abordagens metodológicas de fácies sísmicas, não-supervisionada e supervisionada (organograma 1), analisam-se os mapas das unidades de fácies sísmicas da unidade superior do reservatório Namorado (figs. 18a e 18b).

A interpretação do mapa das unidades de fácies sísmicas é diretamente efetuada na abordagem supervisionada. Portanto, ela depende da confiabilidade da informação geológica *a priori*.

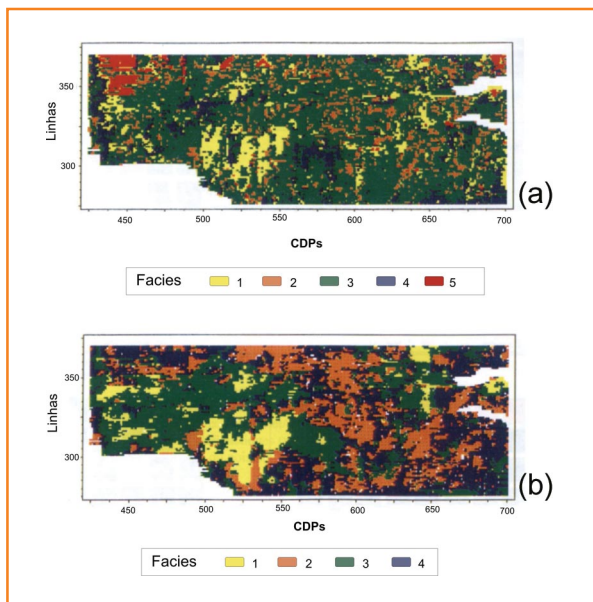


Figura 18 - Mapas de unidades de fácies sísmicas da parte superior do reservatório Namorado: (a) abordagem não-supervisionada; (b) abordagem supervisionada.

Figure 18 - Seismic facies units maps of the superior part of the Namorado reservoir: (a) non-supervised approach; (b) supervised approach.

Nas tabelas X e XI são demonstradas as características estatísticas dos traços sísmicos das quatro classes na abordagem supervisionada pelo conhecimento geológico, bem como seus parâmetros acústicos e geológicos (espessuras acumuladas das eletrofácies). A colocação em correspondência das propriedades do reservatório nos poços com as unidades de fácies sísmicas usa a hipótese que o comportamento acústico local em volta dos poços é homogêneo.

A unidade de fácies sísmicas I representa as zonas de reservatórios dominantes a arenitos muito porosos. As médias das combinações lineares das variáveis originais (coeficientes de reflexão) 1 e 2 são as mais elevadas entre os atributos sísmicos usados na discriminação (tabela X).

As médias dos parâmetros acústicos, velocidade P intervalar, 3.343 m/s e impedância acústica nos poços, 7.683 m/s.gr/cm³ são compatíveis com as espessuras acumuladas das fácies-perfil (eletrofácies) de arenitos muito porosos com uma média entre os 11 poços pertencendo a esta classe. As fácies-perfil de arenitos são dominantes sobre as argilas em segunda posição em relação às espessuras acumuladas.

A unidade de fácies sísmicas II apresenta as médias de combinações lineares das variáveis originais 2 e 4 com os valores mais elevados entre os atributos sísmicos usados na discriminação (tabela X). As médias dos parâmetros acústicos, 3.357 m/s e 7.759 m/s.gr/cm³, entre os seis poços pertencendo a esta classe são ligeiramente superiores à classe I. As médias das espessuras acumuladas demonstram um ligeiro aumento dos arenitos.

A unidade de fácies sísmicas III é aquela que reúne o número maior de traços sísmicos. Esta unidade apresenta as médias de combinações lineares das variáveis originais 4 e 5 com os valores maiores entre os atributos sísmicos usados na discriminação (tabela XI).

As médias de parâmetros acústicos, 3.386 m/s e 7.971 m/s.gr/cm³, mostram valores um pouco maiores que a classe I, compatíveis com as espessuras acumuladas das fácies-perfil (eletrofácies) nos onze poços pertencendo a esta unidade. A unidade de fácies sísmicas IV mostra as médias de

Tabela X

Parâmetros estatísticos, acústicos e geológicos das fácies sísmicas I e II.

Table X

Statistical acoustic and geological parameters of seismic facies I and II.

	Unidade de fácies sísmicas I Arenitos muito porosos			Unidade de fácies sísmicas II Arenitos		
	N	médias	desvio-padrão	N	médias	desvio-padrão
Variáveis discriminantes	traços			traços		
CL ₁ (cr ₁ -cr ₉)*	2414	1,5466	1,3498	5901	-0,1423	1,7010
CL ₂ (cr ₁ -cr ₉)	2414	-0,9566	1,4367	5901	0,9694	1,4002
CL ₃ (cr ₁ -cr ₉)	2414	0,3942	1,3013	5901	0,6319	1,2149
CL ₄ (cr ₁ -cr ₉)	2414	-0,9543	1,0072	5901	0,8326	0,9953
CL ₅ (cr ₁ -cr ₉)	2414	-0,8806	0,6346	5901	-0,1168	0,7319
Parâmetros acústicos	poços			poços		
Velocidade P intervalar (m/s)	11	3343	73,18	4	3357	103,46
Impedâncias nos poços (m/s.gr/cm ³)	11	7683	305,28	4	7759	520,03
Parâmetros geológicos						
Arenitos muito porosos (m, acumulados)	11	14,54	9,66	6	11,68	9,41
Arenitos (m, acumulados)	11	12,36	9,94	6	13,12	10,13
Turbiditos finos e argilas (m, acumulados)	11	21,18	5,33	6	14,44	2,24
Margas (m, acumulados)	11	1,90	1,52	6	5,76	9,19

*CL, combinação linear das amplitudes dos coeficientes de reflexão (valores próprios).

Tabela XI

Parâmetros estatísticos, acústicos e geológicos das fácies sísmicas III e IV.

Table XI

Statistical acoustic and geological parameters of seismic facies III and IV.

	Unidade de fácies sísmicas III Clásticos finos			Unidade de fácies sísmicas IV Margas e calcilitos		
	N	médias	desvio-padrão	N	médias	desvio-padrão
Variáveis discriminantes	traços			traços		
CL ₁ (cr ₁ -cr ₉)*	8846	-0,2491	1,5093	5041	-0,0820	1,3862
CL ₂ (cr ₁ -cr ₉)	8846	-0,1169	1,3930	5041	-0,3150	1,2610
CL ₃ (cr ₁ -cr ₉)	8846	-0,3994	1,1795	5041	-0,1503	1,2056
CL ₄ (cr ₁ -cr ₉)	8846	-0,6153	0,7786	5041	-0,2724	1,0085
CL ₅ (cr ₁ -cr ₉)	8846	-0,4107	0,5921	5041	-0,7152	0,8549
Parâmetros acústicos	poços			poços		
Velocidade P intervalar (m/s)	11	3386	95,90	7	3414	132,67
Impedância nos poços (m/s.gr/cm ³)	11	7971	443,5553	7	8043	548,76
Parâmetros geológicos						
Arenitos muito porosos (m, acumulados)	17	6,81	7,85	11	6,90	7,98
Arenitos (m, acumulados)	17	6,27	5,78	11	6,52	6,83
Turbiditos finos e argilas (m, acumulados)	17	21,47	7,09	11	14,05	6,49
Margas (m, acumulados)	17	4,92	8,05	11	12,23	15,98

*CL - combinação linear das amplitudes dos coeficientes de reflexão.

combinação lineares das variáveis originais 3 e 5 com valores maiores entre os atributos sísmicos usados na discriminação (tabela XI).

As médias dos parâmetros acústicos, 3.414 m/s e 8.043 m/s.gr/cm³, entre sete poços pertencendo a esta unidade mostram valores mais elevados, compatíveis com as fácies de margas.

Os traços médios das quatro classes das unidades de fácies sísmicas por unidade superior do reservatório são mostrados na figura 19.

incertezas da classificação e amostragem de mapas

A grande vantagem da abordagem estatística, quando comparada com a metodologia usando redes neurais, é justamente por esta trabalhar em um contexto probabilístico, podendo-se com isso, além de construir mapas de fácies sísmicas, definir mapas de incertezas associadas a cada fácies e a cada traço.

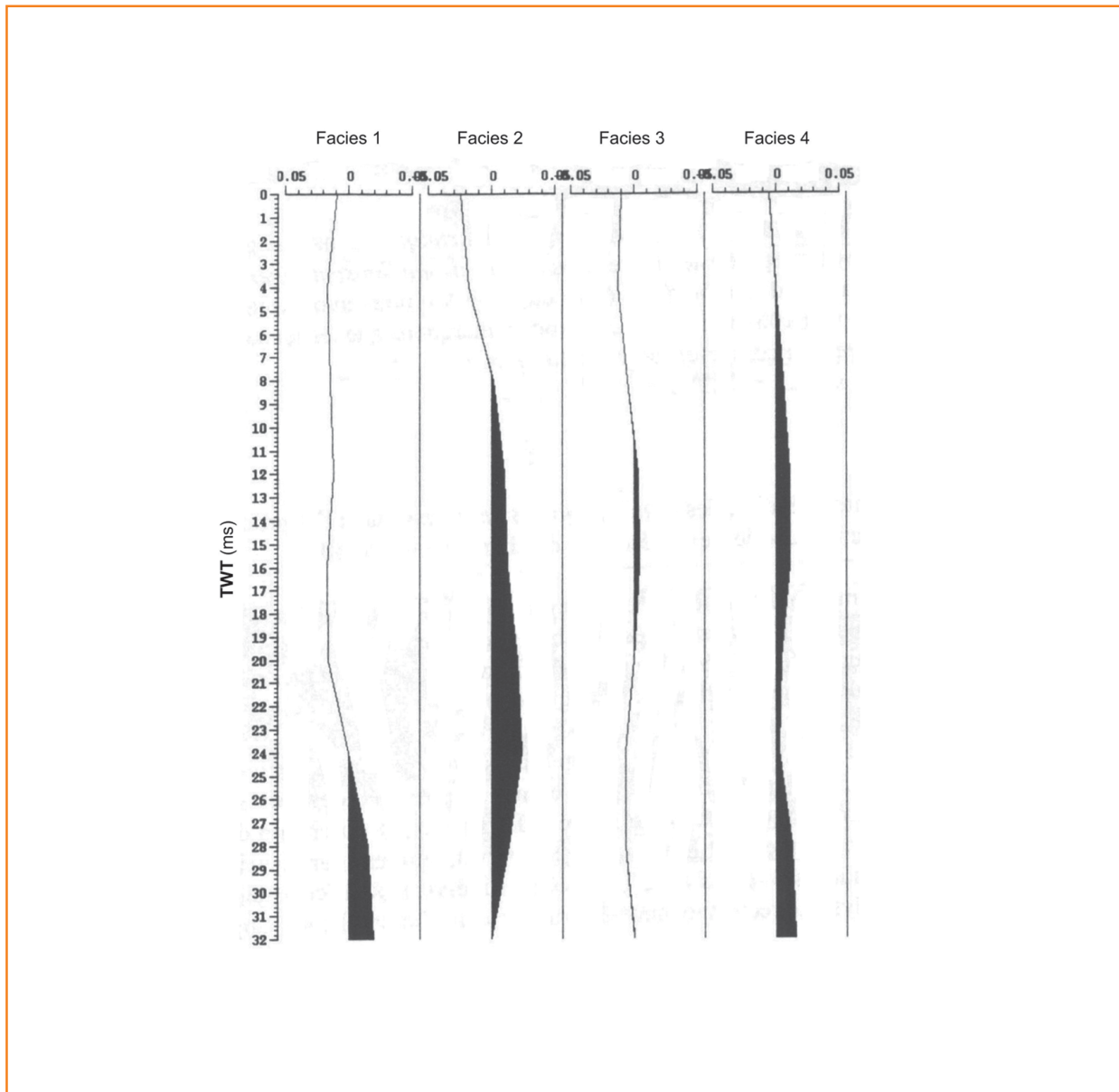


Figura 19 - Traços médios das unidades de fácies sísmicas (abordagem supervisionada) para a unidade sismoestratigráfica superior do reservatório.

Figure 19 - Average traces of the seismic facies units (supervised approach) for the superior seismo-stratigraphic unit of the reservoir.

Os mapas das unidades de fácies sísmicas são construídos a partir da probabilidade máxima de atribuição de cada traço desconhecido em uma das classes de aprendizagem (equação 8). Por outro lado, existem traços nos quais esta probabilidade é pequena, representando grande incerteza de atribuição do traço a uma dessas classes de aprendizagem.

Para garantir que o mapa seja o mais confiável possível, deve-se escolher um limite mínimo de corte de incertezas (corte na distribuição de probabilidades). Para tanto, testaram-se vários limites de probabilidades. Nas figuras 20a e 20b são mostrados os mapas com os limites de 0.5 e 0.6 de probabilidades, respectivamente.

Definiu-se o limite de 0.6 para o mapa das unidades de fácies sísmicas da unidade superior do reservatório (figura 20b). Os espaços vazios entre os traços com probabilidade de atribuição superior a 0.6 serão preenchidos por interpolação antes do processo de simulação geostatística. Os mapas de unidades de fácies sísmicas, numa malha de 25 m x 33,43 m (*grid* sísmico), foram feitos neste estudo.

Com a finalidade de preparar os mapas das unidades de fácies sísmicas no mesmo suporte espacial das matrizes de proporções verticais de

litotipos, realizou-se uma nova re-amostragem da malha original para 100,29 m x 100 m (fig. 21). Nota-se que as tendências do mapa original são encontradas nos mapas re-amostrados. Observa-se que esta metodologia de *up-scaling* usa informações em um *grid* fino (malha sísmica) e médias ponderadas pela probabilidade de atribuição de cada fácies. Realiza-se a mudança de escala para compatibilizar com o *grid* da matriz de proporções de litotipos ou mesmo para a malha do simulador de escoamento.

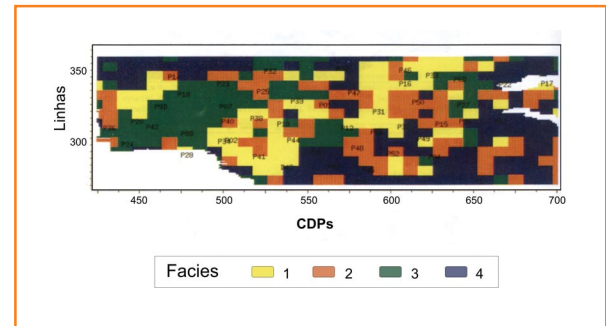


Figura 21 - Mapas das unidades de fácies sísmicas para a unidade sismoestratigráfica superior do reservatório depois da reamostragem para o *grid* 100 m x 100 m.

Figure 21 - Seismic facies units maps for the superior seismostratigraphic unit of the reservoir after resampling for the 100 m x 100 m grid.

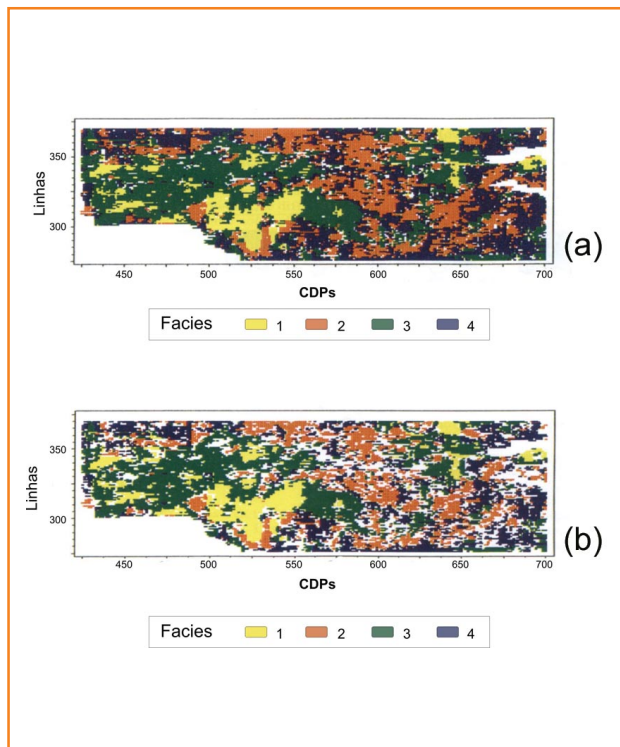


Figura 20
Mapas das unidades de fácies sísmicas com limites de cortes:
a) probabilidade de classificação superior a 0.5; b) probabilidade superior a 0.6.

Figure 20
Seismic facies units maps with limits:
a) probability of classification above 0.5; b) probability above 0.6.

conclusões da análise supervisionada

Para ilustrar a interpretação das unidades de fácies sísmicas na abordagem supervisionada, detalhou-se a unidade superior do reservatório Namorado, Campo de Namorado.

A análise discriminante permite confirmar ou não se as unidades de fácies sísmicas reconhecidas nos traços sísmicos são bem individualizadas do ponto de vista de suas características acústicas e/ou geológicas. As unidades de fácies sísmicas na abordagem supervisionada apresentam então um significado geológico imediato.

Neste estudo, usaram-se dois tipos de base de aprendizagem *a priori* nas análises de reconhecimento das formas sísmicas supervisionada: espessuras de eletrofácies nos poços e as curvas de proporções verticais de litotipos.

As análises discriminantes usadas foram baseadas em métodos estatísticos multivariados, paramétricos e não-paramétricos. Os resultados obtidos na abordagem supervisionada são complementares àqueles da análise do reconhecimento das formas na abordagem não-supervisionada.

síntese das duas abordagens do reconhecimento de formas sísmicas

Nota-se que a unidade de fácies sísmica supervisionada I (em amarelo, dominante em arenitos muito porosos, média de 28%) mostra uma importante superposição com a unidade de fácies sísmica não-supervisionada 1 interpretada como uma zona de reservatório de qualidade excelente (fig. 18a e 18b).

A unidade de fácies sísmica supervisionada II (em laranja, dominante em arenitos, média de 22%) mostra uma baixa superposição como a unidade de fácies sísmica não-supervisionada 2, interpretada como “ruídos” sísmicos (figs. 18a e 18b).

As unidades de fácies sísmicas supervisionada III e não-supervisionada 3 mostram uma distribuição diferente do ponto de vista espacial, mas as duas são interpretadas como zonas de reservatório de qualidade intermediária (figs. 18a e 18b).

A análise das duas abordagens parece tornar evidente o interesse na abordagem supervisionada pelo conhecimento geológico, permitindo detalhar as fácies dos reservatórios de maneira mais significativa, tanto do ponto de vista acústico quanto do ponto de vista geológico.

De um modo geral, a determinação das unidades de fácies sísmicas, a partir dos traços pós-inversão sismoestratigráfica e das descrições das eletrofácies, colocou em evidência a dificuldade de correlação direta entre as características acústicas e as quatro eletrofácies identificadas inicialmente pela descrição dos perfis de poços.

Por outro lado, a aprendizagem a partir de curvas de proporções verticais permite uma in-

terpretação direta dos sistemas deposicionais analisando-se os mapas de unidades de fácies sísmicas na abordagem supervisionada. A base dos dados supervisionada será privilegiada nas simulações estocásticas geoestatísticas.

mapas de fácies e a matriz de proporções

Na figura 22 é apresentado, esquematicamente, o relacionamento entre os mapas de fácies sísmicas e a matriz de proporções verticais de litotipos.

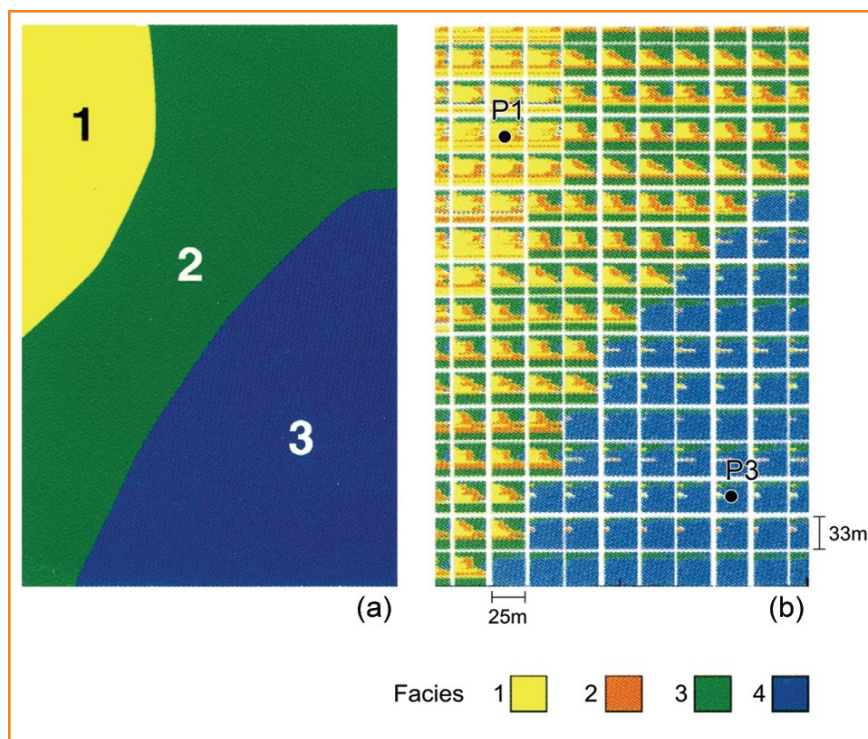
Os mapas de fácies sísmicas servirão de guias para a delimitação das regiões (segmentos) do reservatório onde as curvas de proporções verticais de litotipos, conhecidas somente nos poços, serão distribuídas. Assim, os mapas definirão regiões de maior homogeneidade interna, todavia, guardando a heterogeneidade global do reservatório. Portanto, os mapas de fácies sísmicas são ferramentas que auxiliam na captura da não-estacionaridade espacial, importante para a compreensão do comportamento estrutural de variáveis regionalizadas quando da modelagem geológica 3D do reservatório.

Figura 22

a) Esquema de mapa de fácies sísmicas; b) matriz de proporções verticais de litotipos, litotipo 1, dominante a arenitos muito porosos; litotipo 2, dominante a arenitos; litotipo 3, dominante a clásticos finos; litotipo 3, dominante a margas e calcilitos.

Figure 22

a) Scheme of the seismic facies map; b) lithotypes vertical proportions matrix, lithotype 1, predominance of very porous sandstones; lithotype 2, predominance of sandstones; lithotype 3, predominance of fine clastics; lithotype 3, predominance of marls and calcilitites.



Na figura 23 é apresentado o resultado final da modelagem geológica 3D, por métodos geoestatísticos, simulações estocásticas de litotipos, condicionadas pelo mapa de fácies sísmicas da unidade superior do reservatório Namorado, do Campo de Namorado.

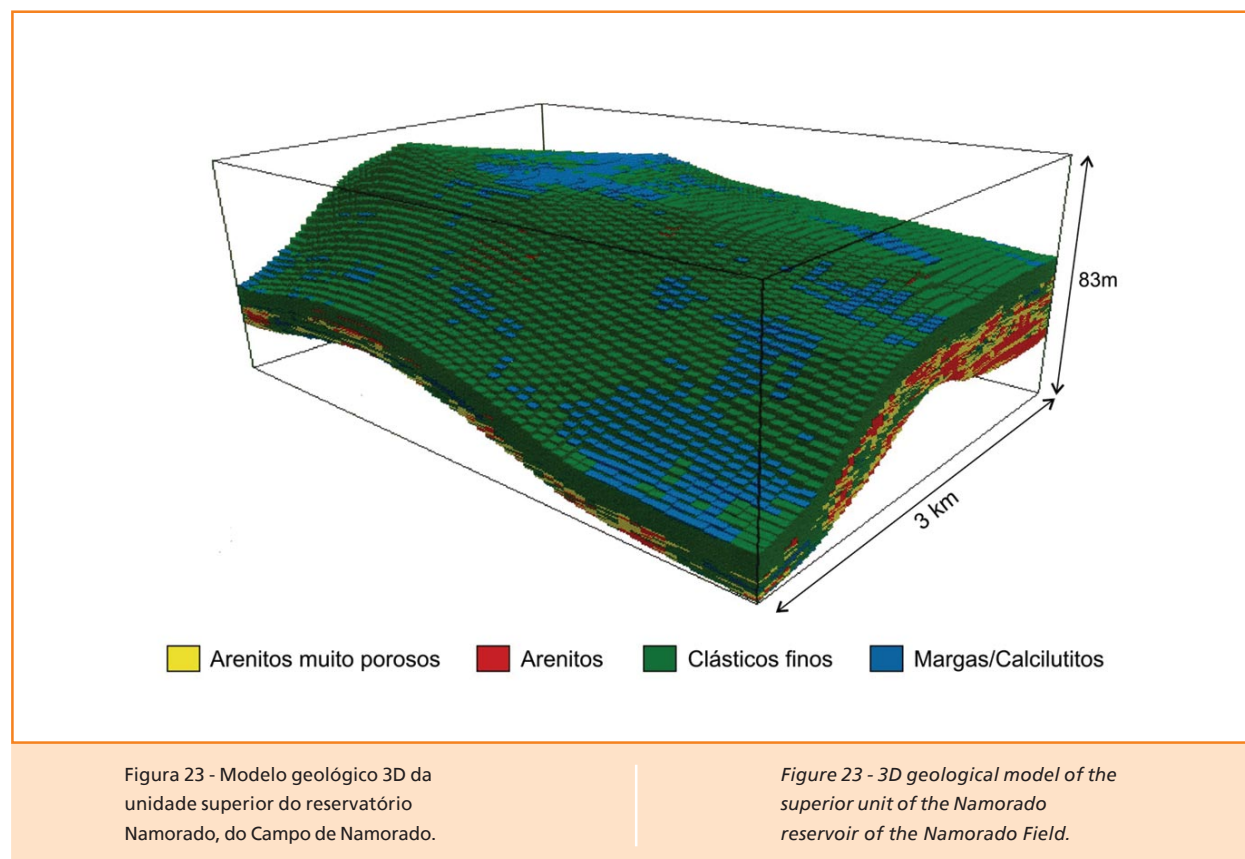
conclusões

O método de fácies sísmicas apresentado neste estudo descreve o encadeamento das diversas etapas técnicas necessárias à classificação de segmentos de traços sísmicos em grupos de traços predefinidos através de duas abordagens: **não-supervisionada** e **supervisionada** pelo conhecimento geológico, com as funções de classificação estabelecidas pela análise estatística discriminante sobre os traços de aprendizagem ou de seus indivíduos.

Os indivíduos são definidos perto dos poços típicos do ponto de vista geológico na abordagem supervisionada, ou estão definidos a partir dos diferentes modos da função densidade de probabilidade na abordagem não-supervisionada.

Os resultados mostram que os métodos estatísticos multivariados utilizados para a obtenção dos mapas das unidades de fácies sísmicas, no interior dos volumes das unidades sismoestratigráficas, são instrumentos interessantes para a compreensão litoestratigráfica e/ou petrofísica de um reservatório petrolífero, a partir da base dos dados sísmicos 3D.

Os mapas de fácies sísmicas permitem definir uma repartição espacial tridimensional das unidades sismoestratigráficas do reservatório e interpretar seu conteúdo geológico em termos de litologias ou sistemas deposicionais. Estas informações servirão de variáveis de entrada para as simulações geoestatísticas de litotipos condicionadas por dados sísmicos.



As análises de reconhecimento de formas sísmicas permitiram tornar evidente a localização espacial do reservatório na escala sísmica. A interpretação dos mapas das unidades de fácies sísmicas está em conformidade com as informações oriundas dos perfis de poços.

Na **abordagem não-supervisionada** deve-se colocar em correspondência as informações dos poços com finalidade de dar uma interpretação geológica e também sísmica às imagens produzidas a partir destes mapas.

Na **abordagem supervisionada**, a interpretação dos mapas é direta, já que as informações dos poços são usadas para guiar a aprendizagem necessária à classificação do conjunto dos segmentos de traços sísmicos. Ela pode ser aplicada a cada uma das unidades sismoestratigráficas de alta resolução do reservatório Namorado, Campo de Namorado.

Do ponto de vista da caracterização geológica do reservatório estudado, as unidades de fácies sísmicas tornaram evidentes os depósitos de arenitos muito porosos nas três unidades analisadas. Os arenitos menos porosos mostram uma distribuição mais canalizada. Os turbiditos finos e os folhelhos são distribuídos entre os arenitos confinados e as canalizações. As margas e calcilutitos estão presentes na parte sudeste, norte e noroeste do reservatório.

Como conclusão, obteve-se uma repartição espacial das três unidades sismoestratigráficas de alta resolução do reservatório, a partir da delimitação das suas unidades de fácies sísmicas. Essas unidades são interpretadas como representativas do sistema deposicional constituindo o Sistema de Turbiditos de Namorado.

Os três mapas das unidades de fácies sísmicas e os respectivos mapas de incertezas na atribuição destas fácies, obtidos neste estudo, auxiliam o melhor entendimento da variabilidade acústica e geológica (sistema deposicional) do reservatório. Eles servirão de dados de entrada para condicionar as simulações geoestatísticas integrando as informações sísmicas em profundidade e em alta resolução na modelagem geológica 3D do reservatório.

agradecimentos

A Evaldo Cesário Mundim e Marcos Hexsel Grochau pela revisão técnica, cujos comentários foram pertinentes para o aprimoramento do texto. A Olinto Souza Jr. pelas discussões técnicas que auxiliaram na compreensão e na redação deste estudo. Ao coordenador do PRAVAP, Farid S. Shecaira, pelo apoio nas pesquisas relacionadas ao tema deste trabalho. Ao geólogo Carlos H. L. Bruhn e ao geofísico Marcos Amaral, pelo auxílio na liberação dos dados para que as referidas pesquisas fossem realizadas.

Agradeço à Petrobras pela autorização para a publicação deste trabalho.

referências bibliográficas

BAYES, T. Essay towards solving a problem doctrine of chances, 1763, republish in **Biometrika**, v. 45, p. 298-315.

DUMAY, J.; FOURNIER, F. Multivariate statistical analysis applied to seismic facies recognition. **Geophysics**, Tulsa, Okla., v. 53, n. 9, p. 1151-1159. 1988.

FIX, E.; HODGES, J. L. **Discriminatory analysis nonparametric discrimination: consistency properties**. Randolph Field, Tex.: Brooks Air Force Base. USAF School of Aviation Medicine, 1951. Report n. 4. Project n. 21-49-004.

FOURNIER, F. **Application de l'analyse des données à l'exploration pétrolière: caractérisation des faciès sísmiques par analyses statistiques multivariées**. Nancy, France: Institut National Polytechnique de Lorraine, 1990. Tese (Doutorado).

_____; DERAÏN, J. F. A statistical methodology for deriving reservoir properties from seismic data. **Geophysics**, Tulsa, Okla., v. 60, n. 5, p. 1437-1450, 1995.

HAGEN, D. C. The application of principal components analysis to seismic data sets. **Geoexploration**, Amsterdam, v. 20, n. 1/2 , p. 93-111. Oct. 1982.

HOTELLING, H. Relations between two sets of variables. **Biometrika**, Oxford, v. 28, p. 321-377, 1936.

JOHANN, P. R. S.; FOURNIER, F.; SOUZA JUNIOR, O.; ESCHARD, R. ; BEUCHER, H. 3-D Stochastic reservoir modeling constrained by well and seismic data on a turbidite field. In: SPE Technical Conference and Exhibition, 1996, Denver, Colo. **Selected paper...** [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1996. p. 51-66.

_____. **Inversion sismo-stratigraphique et simulations stochastique en 3D**. Paris: Université Pierre et Marie Curie, 1997. Tese (Doutorado).

_____; RIBET, B. Multivariate seismic pattern recognition and Kohonen maps applied a deepwater turbidite reservoir in Campos Basin, Brazil. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 6., 1999, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 1999. 1 CD ROM.

JOHANN, P.; CASTRO, D. D. de; BARROSO, A. S. 3-D stochastic reservoir modeling: a non stationary approach guided by seismic data. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 7., 2001, Buenos Aires, Argentina. **Papers...** Richardson, Tex.: Society of Petroleum Engineers, 2001.

KHATTRI, K.; SINVHAL, A.; AWASTHI, A. K. Seismic discrimination of stratigraphy derived from Monte-Carlo simulation of sedimentary formations. **Geophysical Prospecting**, Oxford, v. 27, p. 168-195, 1979.

KOHONEN, T. **Self-organizing maps**. New York: Springer, 2001. Incorporated 3RD.

KUBICHECK, R. F.; QUINCY, E. A. Statistical modeling and feature selection for seismic pattern recognition. **Pattern recognition**, [S.I.], v. 18, n. 6, p. 441-448, 1985.

LENDZIONOWSKI, V.; WALDEN, A. T.; WHITE, R. E., Seismic character mapping over reservoir intervals. **Geophysical Prospecting**, Oxford, v. 38, p. 951-969, 1990.

LOFTSGAARDEN ; QUESENBERRY, A non parametric estimate of a multivariate density function. **Annalytical Mathematical Statistic**. [S.I.], v. 36, p. 1049-1051. 1965.

MATHIEU, P. G. ; RICE, G. W., Multivariate analysis used in the detection of stratigraphic anomalies from seismic data, **Geophysics**, Tulsa, Okla, v. 34, p. 507-515. 1969.

MATOS, M.; JOHANN, P.; OSÓRIO, P. Using wavelet transform and self organizing maps for seismic reservoir characterization of a deep-water field, Campos basin, Offshore Brazil. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS MEETING, 65., 2003, Stavanger. **Abstracts...** [S.I.]: European Association of Geoscientists and Engineers, 2003.

MITCHUM, R. M. Glossary of terms used in seismic stratigraphy. In: Payton, C. (Ed.) **Seismic Stratigraphic - application to hydrocarbon exploration**. Tulsa, Okla : American Association of Petroleum Geologists, 1977. p. 205-212. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 26).

_____; VAIL, P. R.; SANGREE, J. B. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences, part six. In: Payton, C. (Ed.) **Seismic stratigraphic - application to hydrocarbon exploration**. , Tulsa, Okla : American Association of Petroleum Geologists, 1977. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 26) .

MORICE, M.; KESKES, N.; JEANJEAN, F. Manual and automatic seismic facies on SISMAGE workstation:

un example of image analysis technique applied to the exploration of Perdana-Nakhoda turbidic fan complex (Pliocene offshore Brunei), IMA3G research project, Elf aquitaine production. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS. INTERNATIONAL MEETING, 66., 1996, Denver. **Expanded abstracts...** Tulsa, Okla. : Society of Exploration Geophysicists, 1996.

SINVHAL, A. ; KHATTRI, K., Application of seismic reflection data to discriminate subsurface lithostratigraphy, **Geophysics**, Tulsa, Okla v. 49, n. 8, p. 1196-1212. 1983.

SOUZA JR. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste d'un réservoir turbiditique.** Paris: l'Université de Paris, 1997. Tese (Doutorado).

WONG, M. A.; SCHAACK, C. Using the Kth Nearest neighbor clustering procedure to determine the number of subpopulations. In: AMERICAN STATISTICAL ASSOCIATION. STATISTICAL COMPUTING SECTION, 1982. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 1982. p. 40-48.

expanded abstract

The purpose of this study is to present the methodology used in the seismic pattern recognition, seismic facies under two methodological approaches: i) non-supervised and ii) supervised.

The non-supervised methodology of seismic facies consists in four steps: 1) spatial and time-slice segmentation of the original seismic data generated from seismic processing and also from the choice of the best attributes to discriminate the geological traces of interest; 2) estimation of the density function of these attributes; 3) non-parametrical discriminating analysis or neural networks to classify the less typical attributes revealed by the density function estimation; 4) interpretation of seismic facies maps or volumes.

Supervised methodology includes four steps: 1) spatial and time-slice segmentation and the choice of seismic attributes; 2) choice of typical wells that will represent the geological knowledge available about the wells studied and the definition of a neighborhood for the wells so that their attributes can be extracted; 3) discriminating analysis to classify the non typical data a priori; 4) seismic interpretation of the seismic facies maps or volumes.

The seismic facies method presented herein describes them as representatives of lithotype vertical proportions curves and matrixes (Johann, 1997). Seismic facies are of great interest because they capture the spatial repartition (3D) of regionalized variables, such as lithotypes, sedimentary facies groups or porosity or even other properties of reservoirs and they integrate them into the 3D geological modeling.

The robustness of this procedure is a consequence of four important technical aspects: 1) pattern recognition provides variations in detecting the morphology of the seismic trace, not necessarily mapable in the traditional seismic interpretation (resolution power versus seismic detection); 2) the lithotype vertical proportion curves capture the vertical stacking of the association of sedimentary facies that are more compatible with the surface seismic resolution (there is more coherence in the integration of data from different supports in geological modeling); 3) the lithotype vertical proportions matrix guided by seismic facies is a tool that is able to capture the spatiality of variables that can be regionalizable (complementary to the concept of variogram in geostatistics);

4) it provides results about depth and scale of the wells profiles, that is, seismic data are integrated into the characterization of the depth of the reservoirs and into high resolution maps.

Thus, when seismic facies are interpreted as vertical proportion curves or matrixes, a very important tool can be built to perform a structured analysis of regionalized variables. These matrixes have a very important application in geostatistical simulations to add to the geological data of 3D geological modeling.

The methodology discussed herein clearly shows how to build an exploratory table of seismic data, which is the first step of the codification of physical measures to be analyzed using the multivariate statistical methods and/or neural networks. The space of observations (seismic traces) and of the explanatory variables (attributes) is discussed in detail in this paper.

Multivariate statistical analysis methods for the Main Components, Density Function Estimation, Parametrical and Non-parametrical Discriminating Analysis are presented and discussed in the application of seismic pattern recognition.

The data used as conceptual pilots to apply this methodology were the information about the Namorado reservoir, Namorado Field in the Campos Basin.

3D seismic data were not used in the discovery phase, nor for the delimitation, nor in the definition of the production development wells of this field. Eight 2D seismic lines were used for this purpose instead.

At the time this seismic pattern recognition procedure was applied, the information was used only for regional mapping and to map the external geometry of this field. Pioneer research work of acoustic impedance inversion has already shown the potential of 2D seismic data of this field for the characterization of the reservoirs.

The seismic pattern recognition approach discussed in this study privileges mapping the internal geometry of the Namorado reservoir of the Namorado Field.

Results show that non-parametrical multivariate statistical methods used to obtain these maps of seismic facies units, inside the volumes of the high resolution seismo-stratigraphic units are interesting tools for the lithostratigraphic and/or petrophysical compression of a petroleum reservoir.

In the case studied herein, the seismic facies units have been interpreted as representatives of the depositional system that constitutes the Namorado Turbidites System, Namorado Field, Campos Basin.

Within the scope of PRAVAP 19 (Programa Estratégico de Recuperação Avançada de Petróleo - Sísmica de Reservatório / Strategic Program of Advanced Petroleum Recovery - Reservoir Seismics) there is ongoing algorithm research work in order to select optimized attributes to apply seismic facies. One of these new attributes is extracted from the wavelet transformation and from the time-frequency analysis methodology (Matos et al. 2003). There is also ongoing research work on the optimized application of Kohonen type neural networks.

autor author



Paulo Roberto Schroeder Johann

E&P Corporativo

Gerência de Reservas e Reservatórios

Caracterização de Reservatórios

e-mail: johann@petrobras.com.br

Paulo Roberto Schroeder Johann nasceu em Lajeado, Rio Grande do Sul, em 31 de outubro de 1957. Graduiu-se em Geologia pela Universidade Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS em 1980. Na Petrobras desde 1981, fez o Curso Introdutório em Geofísica - CIGEF, no Setor de Ensino da Bahia; trabalhou como geofísico de campo na Amazônia até 1984, quando fez o Curso de Aperfeiçoamento em Geofísica - CAGEF, no Setor de Ensino no Rio de Janeiro; trabalhou até 1988 no Setor de Aquisição de Dados Geofísicos; de 1989 a 1993 chefiou o Setor de Controle de Qualidade de Aquisição de Dados Geofísicos; de 1993 a 1994 fez o mestrado em Métodos Quantitativos de Geociências na Escola Pierre e Marie Curie - Paris VI; de 1994 a 1997 cursou e doutorou-se em Geofísica de Reservatório pela Universidade de Paris VI; de 1997 a 2000 trabalhou na Gerência de Reservas e Reservatório. Em 2001 foi nomeado Consultor Técnico em Geofísica de Reservatório; de 2001 ao presente trabalha na Gerência de Caracterização de Reservatórios do Segmento da Exploração e Produção da Petrobras. Em 2003, cursou o MBA em Gerência de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas. Em 2004 foi nomeado Consultor Sênior em Geofísica de Reservatório.

