

MANOEL MARIA SANTOS D`OLIVEIRA

**MODELAGEM GEOLÓGICA COM BASE EM DADOS DE POÇOS,
SÍSMICA E AFLORAMENTO ANÁLOGO**

Dissertação apresentada ao curso de Pós-graduação em Geologia e Geofísica Marinha da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de Concentração: Geologia e Geofísica Marinha.

Orientador: Prof. Dr. Adalberto da Silva

**Niterói
2006**

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

MANOEL MARIA SANTOS D'OLIVEIRA

MODELAGEM GEOLÓGICA COM BASE EM DADOS DE POÇOS, SÍSMICA E AFLORAMENTO ANÁLOGO

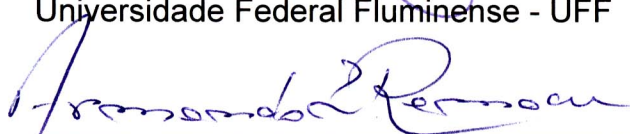
Dissertação apresentada ao curso de Pós-graduação em Geologia e Geofísica Marinha da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de Concentração: Geologia e Geofísica Marinha.

Aprovada em : 09 de junho de 2006

BANCA EXAMINADORA



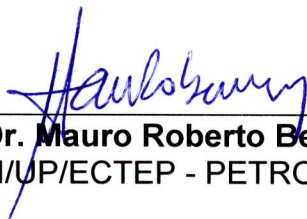
Prof. Dr. Adalberto da Silva -Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre
Instituto de geociências - UNICAMP



Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva
Universidade Federal Fluminense - UFF



Dr. Mauro Roberto Becker
RH/UP/ECTEP - PETROBRAS

D664 D'Oliveira, Manoel Maria Santos

Modelagem geológica com base em dados de poços, sísmica e afloramento análogo / Manoel Maria Santos D'Oliveira. – Niterói : [s.n.], 2006.

101f.

Dissertação (Mestrado em Geologia e Geofísica Marinha) – Universidade Federal Fluminense, 2006.

1.Modelagem geológica. 2.Perfilagem de poço.
3.Eletrofácies. 4.Impedância acústica – marcos de alta frequência. I.Título.

CDD 553.28

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me ajudaram e colaboraram no desenvolvimento deste trabalho. À Petróleo Brasileiro S/A pela disponibilidade dos dados e pela oportunidade de fazer o curso.

Agradecimento especial ao Marcelo Marinho Alves pela confiança, ao Walter Becker Maciel pelo apoio e pelas críticas muito proveitosas.

Ao meu orientador Adalberto da Silva pelo apoio, sugestões e pelo incentivo.

Ao programa de pós-graduação da UFF e a todos os professores do LAGEMAR pelos ensinamentos durante o curso.

Agradeço aos meus colegas da PETROBRAS em especial ao Mario Sérgio dos Santos Braga pelas opiniões e proveitosas discussões. Ao Reinaldo Machado Tavares da Silva pelas discussões. Aos geofísicos, João José Marques e Adriana de Oliveira Ganga pela ajuda com os dados de sísmica. Ao Marco Antonio Schreiner Moraes pelas suas orientações. A Sandra Regina Reveriego Carneiro e Fabio de Oliveira Andrade Junior pela elucidação de dúvidas. A Gláucia Holanda Bragança pelas proveitosas sugestões.

A Luciana Moreira Félix pelos esclarecimentos sobre os programas da Landmark

Ao Matthieu Pellerin e em especial ao Márcio Nunes Normando pelos esclarecimentos sobre os programas da Beicip Franlab.

A toda minha família pela paciência.

RESUMO

O estabelecimento do modelo geológico é fundamental na exploração e produção de uma jazida de petróleo. Em ambos os casos, o modelo deve representar sinteticamente os elementos que são relevantes para as atividades exploratórias ou de produção. Na produção, este modelo é fundamental para se compreender a distribuição dos fluidos dentro do reservatório e as heterogeneidades críticas que influenciam o fluxo do óleo e dificultam a sua recuperação.

O presente trabalho teve como objetivo gerar um modelo geológico que incorpora dados advindos de diversas áreas que atuam no estudo do reservatório. Os dados sísmicos proporcionaram o mapeamento do envelope (topo e base) que delimita o reservatório; na discriminação dos pacotes internos, os dados de perfil de poço permitiram uma caracterização detalhada dos pacotes internos.

Neste estudo adotou-se como análogo a Formação Brushy Canyon pois se aproxima das características de canais amalgamados do reservatório.

O procedimento metodológico fundamental aplicado na realização deste trabalho baseou-se no conceito de *downscaling*. A partir do arcabouço estrutural derivado da sísmica o modelo foi refinado através dos marcos de alta frequência. A aplicação dos marcos de alta frequência foi inspirada no conceito clássico da sismoestratigrafia de que as reflexões representam linhas de tempo.

As eletrofácies obtidas apresentaram boa correlação com as litofácies descritas nos testemunhos e foram utilizadas como dados de entrada para a modelagem. A simulação plurigaussiana foi utilizada para a obtenção a modelagem de fácies, e baseada nos seus resultados, foi feita a modelagem para as porosidades usando a simulação gaussiana.

As seções modeladas em 2D fornecem informações que auxiliam a compreensão dos resultados de produção. O modelo permite avaliar os caminhos preferenciais de óleo ou fluido de injeção e, por conseguinte, provê informações para a interpretação dos resultados de produção do campo e para a locação de poços *infill drilling* (produtores ou injetores), caso haja necessidade na mudança de estratégia de produção.

ABSTRACT

The establishment of the geological model is fundamental in petroleum exploration and production. In both cases, the model should synthetically represent the elements that are relevant for the exploratory or production activities. For production, this model is fundamental to understand the fluids distribution of inside the reservoir and the critical heterogeneities that influence oil flow and its recovery.

The objective of this work is to create a geological model that integrates data from several areas which are relevant to the reservoir studies. The seismic data provided an envelope mapping the reservoir top and base, and the well log data allowed a detailed characterization of the internal packages.

In this study, the Brushy Canyon Formation was adopted as an analogue it faithfully mimics the characteristics of amalgamated channels of the studied reservoir.

The fundamental methodological principle this work is based on is the downscaling approach: the first order boundary condition derives from the seismic envelope and the model was refined through successive stages based on biostratigraphy marks and fine tuned using the high frequency marks. The application of high frequency marks was inspired in the classical seismostratigraphical concept of reflections as a proxy for time lines.

The computed electrofacies exhibited a good correlation with the core described lithofacies and were used as the model's input data. The plurigaussian simulation was used for geological facies modeling and, based on these results; the porosity model was computed using a gaussian simulation.

The modeled 2D sections can supply new information to better assess the production data. The model allows to evaluate the preferential paths of oil or injection fluid and, consequently, supplies information for the interpretation of the results of production of each well at the field and for the location of infill drilling wells (producers or injectors), as far as is demanded by changes on the production strategy.

SUMÁRIO

RESUMO.....	i
ABSTRACT.....	ii
SUMÁRIO.....	iii
LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABELAS.....	x
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Introdução e objetivo.....	1
1.2. Estrutura da dissertação.....	1
2. METODOLOGIA	3
2.1. Introdução.....	3
3. ARCABOUÇO GEOLÓGICO.....	5
3.1. Introdução.....	5
3.2. Modelo deposicional	5
3.3. Estudo de análogos	6
3.4. Estratigrafia	9
3.5. Processo de deposicional.....	9
3.6. Sedimentologia.....	10
3.7. Análise dos dados de pressão	13
4. SÍSMICA.....	15
4.1. Introdução.....	15
4.2. Mapeamento sísmico do reservatório.....	15
5. DETERMINAÇÃO DOS MARCOS DE ALTA FREQUÊNCIA.....	20
5.1. Introdução.....	20
5.2. Dados utilizados	21
5.3. Representação utilizada	21
5.4. Determinação dos marcos de alta frequência	22
6. ROCHAS RESERVATÓRIO E NÃO RESERVATÓRIO	29
6.1. Introdução.....	29
6.2. Correlação.....	29
6.3. 33 Resultados obtidos.....	38
7. CARACTERÍSTICAS DO MODELO DEPOSICIONAL	41
7.1. Introdução.....	41

7.2.	Caracterização do modelo deposicional	41
7.3.	Resultados petrofísicos de testemunho.....	43
7.4.	Reconhecimento das características dos canais amalgamados.....	46
8.	DETERMINAÇÃO DAS ELETROFÁCIES	53
8.1.	Introdução.....	53
8.2.	Metodologia.....	53
8.3.	Resultados obtidos.....	54
9.	MODELAGEM GEOESTATÍSTICA.....	58
9.1.	Introdução.....	58
9.2.	Geração dos modelos.....	58
9.2.1	Modelo baseado nas fácies	59
9.2.1	Modelo baseado nas porosidades	65
10.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	69
11.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

ANEXO 1	75
1. OBTENÇÃO DOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	75
ANEXO 2	78
2. DETERMINAÇÃO DAS ELETROFÁCIES	78
2.1. Análise de componentes principais (ACP).....	79
2.2. Método de classificação não supervisionada.....	82
Estimativa da função de densidade.....	82
Interpretação da função de densidade.....	85
Tarefa de colocar as amostras nas classes	85
ANEXO 3	90
3. SIMULAÇÃO	90
3.1. Introdução	90
3.2. Construção da seqüência	90
3.3. Construção da unidade litológica (<i>LithoUnit</i>)	91
3.4. Criação das malhas (<i>Make Grid</i>).....	92
3.5. Ajustar o Grid (<i>Fit grid</i>)	92
3.6. Discretização dos poços (<i>Discretize wells</i>)	92
3.7. Criação de curva de proporção vertical (CPV).....	94
3.8. Matriz de proporção.....	95
3.9. Variograma experimental	96
3.10. Definição da regra de contato (<i>PluriGaussianan Threshold</i>).....	98
3.11. Modelo de variograma (<i>Variogram Model</i>)	99
3.12. Simulação	100
3.13. Simulação da Porosidade.....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Afloramento Buena Vista (Moraes, não-publicada)	8
Figura 2- Afloramento Buena Vista com a interpretação de algumas características de canais amalgamados (Moraes, não-publicada).....	8
Figura 3 - Seção estrutural com as subzonas, passando pelos poços estudados e mapa de localização.	11
Figura 4- Seção estratigráfica com datum no Marco Azul com as subzonas passando pelos poços estudados.	12
Figura 5- Seção onde os arenitos foram interpretados como fazendo parte de um único pacote (entre as linhas tracejadas em vermelho).	14
Figura 6 -Mapa de amplitude composta (amplitude da base menos amplitude do topo) a linha vermelha representa a seção estudada com a localização dos poços,.....	17
Figura 7- Seção em amplitude, passando pelos oito poços, observar a boa continuidade do reservatório.	19
Figura 8- Perfil com as curvas registradas e as processadas utilizadas na interpretação dos marcos de alta frequência.	22
Figura 9 –Painel do compartimento superior, subzona BZ-4, onde inicialmente foram correlacionados 3 picos dos sismogramas sintético de cada poço.....	24
Figura 10– Detalhe no poço A onde foram colocados os marcos de alta frequência.....	25
Figura 11 - Poços do pacote superior (Zona BZ-4) com os dez marcos de alta frequência	26
Figura 12- Seção estratigráfica com os marcos de alta frequência, respeitando o arcabouço estratigráfico.	27
Figura 13 - Perfil do poço A onde se podem observar os dez marcos de alta frequência (numerados de 1 a 10) e as curvas utilizadas para a correlação.	30
Figura 14– Painel com os poços A, B, C e D e E seus respectivos marcos de alta frequência (em vermelho).....	31
Figura 15- Retângulo da figura 14, onde se destacam as feições semelhantes realçadas pelas barras coloridas.....	32
Figura 16– Painel com as linhas de correlação, em preto (marcos de alta frequência), em verde (base de rocha não reservatório) e amarela (base de rocha reservatório).....	33
Figura 17- Seção estratigráfica desenhada com a distribuição dos intervalos reservatório e não reservatório.	35
Figura 18- Detalhe da descontinuidade das rochas não reservatório entre os poços E e D. Com exagero vertical de 10 vezes	36
Figura 19- Seção estrutural desenhada com o mergulho das camadas para Leste.	37
Figura 20- Detalhe da envoltória de baixa permeabilidade, ilustrada pela linha tracejada, que separa o reservatório fortemente intercalado da subzona BZ-4 (poço E).....	39
Figura 21 -Detalhe da envoltória de baixa permeabilidade, ilustrada pela linha tracejada, entre os poços G e H.....	40

Figura 22 - Detalhe da presença de intraclastos argilosos no testemunho do poço G e algumas características de superfícies de erosão evidenciada pelos cortes erosivos.	42
Figura 23 – Comparação dos valores de porosidade e permeabilidades medidas em plugs e em perfil, observar os maiores valores das porosidades e permeabilidades (em lilás)	44
Figura 24- Cross-plots onde se observa a baixa correlação entre as curvas, devido a anisotropia do reservatório.	45
Figura 25-Poço A com características de posição axial e o poço B de posição marginal... ..	48
Figura 26 - Os poços C e D, de posição axial, com semelhantes números de bases de canais e barreiras internas de permeabilidade e o poço E de posição marginal, com mais barreiras internas de permeabilidade.	49
Figura 27 - O poço F apresenta maior quantidade de eventos preservada do que o poço G (ambos em posição axial), possivelmente devido ao intenso processo de erosão neste último.....	50
Figura 28 - O poço H se encontra em uma unidade bioestratigráfica diferente dos demais poços, estando isolado dos demais por uma envoltória de baixa permeabilidade.....	51
Figura 29 – Observar a boa correlação entre as litofácies (LITOFACIES) e as eletrofácies (E.F).....	55
Figura 30 – Observar as curvas utilizadas para a edição das eletrofácies (RHOB, NPHI, VSH, POR e SW).	56
Figura 31 - Seção estrutural modelada de fácies ao longo dos oito poços, condicionado pelo envelope sísmico (Figura 6).	62
Figura 33 – Seção estrutural feita utilizando 7 superfícies, notar a melhor resolução das camadas em relação à formada com 4 superfícies (Figura 33).....	63
Figura 34 Seção estrutural entre os poços E e F, onde se observa a envoltória de baixa permeabilidade, representada pela linha tracejada,	64
Figura 35- Seção estrutural entre os poços G e H, onde se observa a envoltória de baixa permeabilidade, representada pela linha tracejada,	64
Figura 36- Seção estrutural mostrando a distribuição das porosidades obtidas com a modelagem geoestatística ao longo dos oito poços.	66
Figura 37 – Seção estrutural feita utilizando 4 superfícies apresentando menor resolução do que as geradas com as 7 superfícies da Figura 38.	67
Figura 38 – Seção estrutural feita utilizando 7 superfícies, notar a melhor resolução das camadas em relação à formada com 4 superfícies (Figura 37),	67
Figura 39 – Seção estrutural entre os poços E e F, onde aparece o domínio de baixa porosidade representado pela linha tracejada,	68
Figura 40- Seção estrutural entre os poços G e H, onde aparece o domínio de baixa porosidade representado pela linha tracejada,	68

Figura A- 1-1 Observar o ajuste da curva do sônico com o <i>checkshot</i> .	76
Figura A- 1-2 - Observar a curva de impedância em verde, e depois suavizada em laranja na frequência de 250 Hz.	76
Figura A- 2-1-Cada eixo representam um perfil, as eletrofácies são os agrupamentos de dados com valores semelhantes (adaptado por Doveton,1994 de Serra & Abb, 1980).	78
Figura A-2-2 –Notar os três grupos distintos, representando três eletrofácies, e sua extrapolação para o restante do poço (Beicip-Franlab-2006).	79
Figura A-2-3 –Cross- plots utilizando dados dos perfis , observa se existem agrupamentos de pontos representados pelas diversas cores.	80
Figura A-2-4 -Notar a contribuição de cada perfil nos componentes F1, F2 e F3.	81
Figura A-2-5 -Histogramas com as classes definidas onde são colocados os valores de um dado perfil e a frequência de ocorrência,	82
Figura A- 2-6-Nesta são apresentadas às várias curvas de densidades feita para cada biozona.	88
Figura A- 2-7- Distribuição das eletrofácies com as respostas em perfis em todos os poços da seção, nesta fase observa a cõa correlação entre as eletrofácies e as respostas em perfis.	89
Figura A- 3-1 -Etapa do programa onde se coloca os limites da seqüência, no caso, limite do topo (marco de alta frequência 6) e limite da base (marco de alta frequência 9).	90
Figura A- 3-2 –Etapa do programa onde se colocou os parâmetros utilizados para a criação da LithoUnit_14,	91
Figura A- 3-3-Imagem do grid ajustado entre os poços Ce D para a lithoUnit-9.	92
Figura A- 3-4 –Observar a mudança de escala do perfil do poço para o poço discretizado (BeicipFranlab,2006).	93
Figura A- 3-5 -Imagem das discretizações de dois poços, onde aparecem as células com as suas camadas.	93
Figura A- 3-6 –Obtenção da Curva de Proporção Vertical a partir dos valores discretizados dos poços (BeicipFranlab).	94
Figura A- 3-7 -Exemplo de CPV em dois poços não normalizadas e normalizadas.	94
Figura A- 3-8 – Nesta observa-se alguns parâmetros utilizados na construção da matriz, a utilizando o variograma esférico.	95
Figura A- 3-9-Matriz com as coordenadas x e y dos poços C e D.	96
Figura A- 3-10 -Matriz onde se observa a variação de fácies entre os poços C e D, localizados na linha central.	96
Figura A- 3-11 -Etapa do programa onde se coloca os parâmetros utilizados no variograma experimental.	97
Figura A- 3-12 -Exemplo de variograma vertical entre dois poços.	97
Figura A- 3-13 - Variograma horizontal com pouco significado, devido aos poucos poços utilizados e a grande distância entre eles.	98

Figura A- 3-14 - Etapa do programa onde se coloca a regra de contato.	98
Figura A- 3-15 -Matriz de proporção com $I=4$, $j=3$ e com 18 níveis.	99
Figura A- 3-16 –Etapa do programa onde se coloca o modo os parâmetros para a obtenção do modelo de variograma para a simulação plurigaussiana.	99
Figura A- 3-17 -Etapa do programa onde se coloca os parâmetros para a simulação final.	100
Figura A- 3-18 – Exemplo de simulação entre dois poços para uma <i>LithoUnit</i>	100
Figura A- 3-19-Etapa do programa onde se define o algoritmo para a determinação da simulação de porosidade, no caso, o adotado foi o Gaussiano.....	101
Figura A- 3-20-Etapa do programa onde são apresentados os valores das porosidades (mínima, máxima e média).....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela -1 – Tabela de litofácies, eletrofácies e qualidade de reservatório.....	56
Tabela A-1 – Correlação entre as medidas de perfis.....	80
Tabela A-2 – Tabela com as componentes utilizadas e seus parâmetros estatísticos.....	81
Tabela A-3 – Tabela com perfis utilizados e respectivos pesos de acordo com as componentes.....	81

1. INTRODUÇÃO

1.1. *Introdução e objetivo*

O estabelecimento do modelo geológico é fundamental na exploração e produção de uma jazida de petróleo. Em ambos os casos, o modelo deve representar sinteticamente os elementos que são relevantes para as atividades exploratórias ou de produção. O modelo deve contemplar todos os dados obtidos, de modo a ser utilizado na orientação das ações para manter a produção dentro das expectativas.

O conhecimento geológico em detalhe torna-se fundamental para se compreender a distribuição das heterogeneidades críticas que influenciam o fluxo do óleo, e dificultam a sua recuperação.

O objetivo deste trabalho foi gerar um modelo geológico em detalhe que incorpora o conjunto de dados advindos de diversas áreas. Este modelo foi elaborado com o detalhamento necessário para o gerenciamento do reservatório, podendo ser útil na identificação de camadas com pouca espessura que influenciam o fluxo de óleo.

1.2. *Estrutura da dissertação*

A seguir é feita uma abordagem geral sobre o conteúdo dos capítulos da dissertação.

O capítulo 1 consta dos objetivos e a estrutura da dissertação.

O capítulo 2 apresenta a metodologia, onde são descritas as etapas do trabalho, divididas em: conhecimento geológico, abordagem sísmica, determinação dos marcos de alta frequência nos poços, mapeamento das rochas não reservatório e reservatório, caracterização do modelo deposicional, determinação das eletrofácies e a modelagem geoestatística.

O capítulo 3 aborda os conhecimentos geológicos atuais e a caracterização do reservatório, estudo das pressões dos fluidos contidos nos arenitos e a utilização do afloramento do sistema deposicional análogo.

O capítulo 4 apresenta os dados sísmicos, com o mapa de amplitudes e a seção passando pelos poços estudados, onde se pode observar a distribuição em área e o comportamento estrutural do reservatório. Também é analisada a limitação do método sísmico na determinação das estruturas internas do reservatório.

O capítulo 5 trata da determinação dos marcos de alta frequência nos poços através dos perfis geofísicos e, principalmente, da análise dos sismogramas sintéticos e das impedâncias acústicas das interfaces litológicas. A determinação dos marcos de alta frequência permitiu a delimitação de horizontes cronocorrelatos no reservatório, sendo também aplicado na modelagem geológica, objeto desse trabalho.

O capítulo 6 aborda o mapeamento das rochas reservatórios com o emprego dos marcos definidos no capítulo 5. Como resultado foi gerado uma seção onde estão mapeadas as barreiras internas de permeabilidade e as envoltórias de baixa permeabilidade.

O capítulo 7 trata da caracterização do modelo deposicional levando em consideração as particularidades do análogo (Formação Brushy Canyon), onde aparecem as características de canais turbidíticos amalgamados.

O capítulo 8 versa sobre a determinação das eletrofácies que foram utilizadas na modelagem. Os perfis de poços, que possuem resolução muitas vezes superior à da sísmica, foram utilizados na determinação das eletrofácies, permitindo a distribuição vertical da fácies reservatório e não reservatório nos poços. Como parâmetros de controle de qualidade na determinação das eletrofácies foram utilizados as litofácies do poço testemunhado. As eletrofácies geradas constituem os dados de entrada no programa de geoestatística para a obtenção do modelo geológico.

O capítulo 9 apresenta o modelo 2D, utilizada como base para a modelagem do reservatório em termos de suas fácies e porosidades. O modelo incorporou as superfícies obtidas na sísmica, topo e base do reservatório e as superfícies geradas a partir dos marcos de alta frequência.

O capítulo 10 consta das conclusões e as recomendações finais desta dissertação

2. METODOLOGIA

2.1. Introdução

A metodologia adotada caracteriza-se, sucintamente, por reunir as informações geológicas, definir o modelo análogo, procurar no reservatório características que confirmassem esse modelo, desenvolver técnicas para a modelagem e, finalmente, utilizando técnicas geoestatística estocásticas, fazer a modelagem de fácies e de porosidades da seção (2D) da área de estudo.

Neste trabalho foram empregados os métodos *downscaling* como proposto por Hurst (2000). Inicialmente estabeleceu-se como condição de contorno o envelope derivado da sísmica, e, sucessivamente, o modelo foi sendo refinado através do uso de marcos biestratigráfico e marcos de alta frequência.

Na geologia reuniram-se os conhecimentos do arcabouço estratigráfico; da determinação do modelo utilizado como análogo; do estudo de pressões e dos processos de deposição, que forma os sistemas de canais amalgamados.

Foi utilizado o mapa de amplitude composta (amplitude do topo menos amplitude da base) do topo do reservatório e uma seção que passa pelos oito poços, onde se observa a geometria externa e o comportamento do envelope que representa o reservatório.

Embora existam técnicas, como a utilização de filtros, inversões, etc., elas são deficientes para detalhar as feições menores do reservatório, sendo utilizado para isso os perfis geofísicos dos poços.

A determinação dos marcos de alta frequência foi inspirada no conceito da sísmo-estratigrafia que considera as reflexões sísmicas são linhas de tempo. Estes marcos serviram de referência para a correlação entre os poços e delimitaram unidades do reservatório de alta resolução.

Inicialmente foram feitas correlações entre poços com base nos sismogramas sintéticos, quando se obteve as primeiras linhas de tempo. No intervalo entre estas linhas foram obtidas novas linhas de reflexão nos poços, utilizando para isso os coeficientes de reflexão e as impedâncias acústicas, essas linhas foram denominadas de marcos de alta frequência.

Nesse passo, foram utilizados os módulos *correlation* e *crosssection* do programa Stratworks® da Landmark®, onde foram geradas as seções estruturais e estratigráficas. Nestas seções observam o comportamento estrutural das rochas reservatório e não

reservatório consideradas como barreiras internas de permeabilidades e definidas as envoltórias de baixas permeabilidades do reservatório.

O modelo deposicional considerado para o reservatório é de canais amalgamados. Para a caracterização do modelo foram utilizados, além dos testemunhos, os perfis convencionais e as curvas de impedância.

O afloramento Buena Vista da Formação Brushy Canyon (Texas, EUA) serviu com referência análoga na caracterização do modelo deposicional.

As eletrofácies descrevem a dependência dos perfis de poço com as propriedades físicas da formação. Os perfis geofísicos dos poços apresentam resolução muitas vezes superior aos obtidos na sísmica, fornecendo um detalhamento pontual do reservatório. Apenas utilizou-se a estratégia de *upscaling* na discretização das fácies, superamostradas em perfil e foram discretizadas para as dimensões do *grid*. As eletrofácies serviram como dados de entrada a ser modelado na simulação geoestatística.

A modelagem incorpora os conhecimentos das fases anteriores e foi feita no programa RML® (Beicip Franlab®). Foi realizada a simulação plurigaussiana para as fácies, e em cima do modelo obtido, foi utilizada a simulação gaussiana para a porosidade. O modelo é apresentado em seções de eletrofácies e de porosidades, ambas considerando duas resoluções em termos de detalhes representados.

3. ARCABOUÇO GEOLÓGICO

3.1. Introdução

O Campo, em estudo, está situado na Bacia de Campos e apresenta um reservatório constituído de arenitos maciços muito finos a médio, rico em intraclastos de folhelhos e com boa permeabilidade. Estes arenitos formam corpos lenticulares amalgamados e com aproximadamente 30m de espessura.

As feições tectônicas principais que afetam estes reservatórios são controladas pela movimentação dos evaporitos aptianos subjacentes.

3.2. Modelo deposicional

A utilização dos modelos deposicionais na caracterização dos reservatórios e na previsão da sua qualidade pode ajudar a inferir o comportamento das heterogeneidades subsísmicas, que poderão repercutir na conectividade e conseqüentemente na produtividade dos poços.

A integração das observações realizadas em seções geológicas com os padrões exibidos pelos reservatórios nos mapas e cubo sísmicos, complementadas com dados de perfis e testemunhos, indica um padrão deposicional predominantemente subparalelo, interpretado como relacionado a um complexo de canais amalgamados, ao longo de uma calha cujo eixo coincide com a posição da posterior intensificação do processo erosivo que gerou um importante canyon na área e que erodiu parte do reservatório (Moraes, 2001).

Nos canais amalgamados, a faixa de maior concentração de areia caracteriza seu eixo e as zonas de menor concentração as suas porções laterais. A ocorrência de canais incrementa, pelo menos ao longo do eixo, a conectividade vertical dos reservatórios.

Os diferentes elementos arquiteturais e tipos genéticos de reservatório turbidíticos, como os canais, os lobos, os *spill*, etc., implicam em diferenças nas propriedades do reservatório, particularmente na razão entre a permeabilidade vertical e horizontal.

No sistema de canais amalgamados, as barreiras internas de permeabilidade não se prolongam por grandes distâncias. Podem ser constituídas por bases de canais, finas camadas de folhelhos ou *lags*. (Moraes, 2001). As envoltórias de baixa permeabilidade, constituídas por folhelhos, representam intervalos temporais maiores com baixa taxa de sedimentação, atingindo grande extensão lateral e gerando barreiras de permeabilidade significativas.

3.3. Estudo de análogos

A metodologia de elementos deposicionais arquiteturais, desenvolvida por Mial (1985), caracteriza o elemento arquitetural como uma associação de fácies em uma geometria 3D e tem-se mostrado muito útil na determinação de modelos deposicionais.

O princípio fundamental desta técnica consiste na identificação de superfícies de descontinuidades físicas que subdividem uma seqüência deposicional em pacotes geneticamente relacionados e hierarquicamente estruturados, conhecidos como elementos arquiteturais e macro-formas.

A principal vantagem deste método está na possibilidade da interpretação tridimensional dos depósitos, obtida a partir de seções aflorantes bidimensionais, isto é, na determinação da geometria dos corpos sedimentares (Ferreira& Castro, 2001).

Devido à impossibilidade de acesso direto ao reservatório, que está em subsuperfície e em alto-mar, é recomendado que se faça uma analogia com exposições que possuam características deposicionais similares, o que proporciona uma observação e caracterização de fácies diretamente nas exposições e permite determinar a relação entre a geometria e fácies sedimentares.

O estudo dos afloramentos análogo fornece informações sobre as heterogeneidades internas dos elementos arquiteturais e proporciona a criação de um modelo que pode prever a distribuição espacial das fácies sedimentares no reservatório.

Uma significativa base de dados sobre tais características geométricas e faciológicas também pode ser utilizada para a interpretação de padrões sísmicos em subsuperfície. As analogias estabelecidas entre os padrões de subsuperfície e os afloramentos podem ser empregadas para a previsão de propriedades internas (subsísmicas) dos reservatórios. Tais analogias devem ser baseadas em semelhanças de geometria e fácies, assim como no entendimento do contexto genético de ocorrência dos reservatórios e seus possíveis análogos aflorantes (Moraes, 2001).

Neste trabalho, o análogo utilizado, para o entendimento do reservatório estudado, foi a Formação Brushy Canyon Permiano do Oeste do Texas, EUA (Gardner, 2001). Nas Figuras 1 e 2 apresentam o afloramento Buena Vista. São assinaladas algumas características que possibilitam a interpretação de canais amalgamados. As envoltórias de baixa permeabilidade, com formas lobadas ou tabulares (limites em verde escuro, Figura 2), apresentam uma distribuição mais contínua. Dentro de seus limites observam-se as canalizações internas, que representa o reservatório franco. As barreiras internas de permeabilidade, formadas por folhelhos (em azul) ou por *lags* (depósitos residuais, em

roxo) tendem a ser descontínuas. Nesta Figura podem ser observadas, também, as bases de canais.



Figura 1- Afloramento Buena Vista (Moraes, não-publicada)

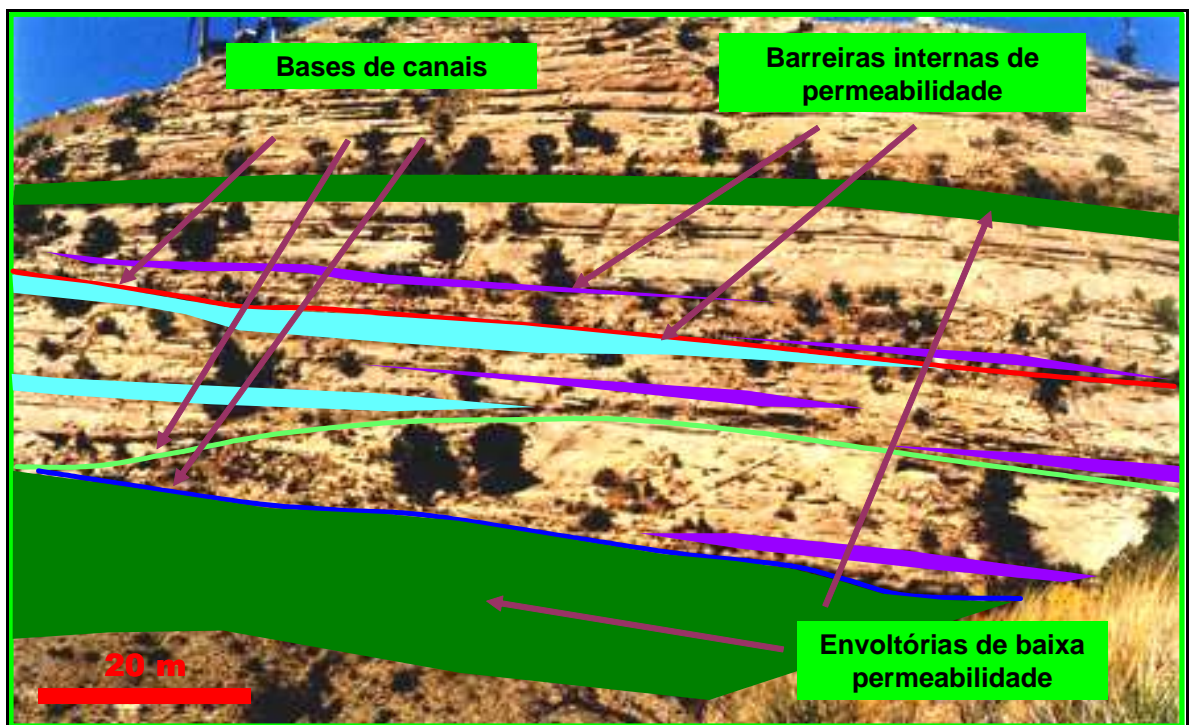


Figura 2- Afloramento Buena Vista com a interpretação de algumas características de canais amalgamados (Moraes, não-publicada). Destacam-se as barreiras internas de permeabilidade (*lags* e folhelhos), as envoltórias de baixa permeabilidade e as bases de canais.

3.4. Estratigrafia

A seqüência deposicional onde se encontra o reservatório se desenvolveu no Oligoceno e é composta por sedimentos, datados bioestratigraficamente, nas zonas BZ e BZ-30. O reservatório se encontra na seqüência BZ, subdividida em três subzonas: a subzona BZ-1, mais antiga, a subzona BZ-2, de idade intermediária, e a subzona BZ-4, a mais recente, Na figura 3 pode-se observar a seção estrutural com as subzonas, passando pelos poços estudados e o mapa de localização.

O *datum* estratigráfico de referência neste estudo é o Marco Azul, depositado no Oligoceno, que concentra sedimentos de toda a fase transgressiva da seqüência deposicional que contém o reservatório e mantém relação genética com a plataforma carbonática. Neste contexto, o Marco Azul é uma seção condensada cujo topo representa, na prática, a superfície de máxima inundação da seqüência deposicional associado ao reservatório (Carminatti, 1985).

Na Figura 4 observa-se a seção estratigráfica com *datum* no Marco Azul com as subzonas passando pelos poços estudados.

Na modelagem geoestatística, objeto desse trabalho, foi utilizado o arcabouço estratigráfico de alta resolução obtido pelos marcos de alta freqüência (abordado no capítulo 5).

3.5. Processo de deposicional

A interpretação de processos e ambiente deposicional do reservatório sugere a deposição por fluxos gravitacionais e correntes de turbidez arenosas de alta densidade em sopé de talude (Johann et alli,1998).

Os sedimentos turbidíticos percorreram canais que se deslocaram lateralmente e se empilham verticalmente e obliquamente, eventualmente erodindo os sedimentos anteriormente depositados. A continuidade desses processos origina os canais amalgamados, que apresentam intraclastos de folhelhos em suas bases, refletindo a alta energia do sistema.

O canal é uma feição fisiográfica de relevo negativo que serviu de conduto de sedimentos por um tempo relativamente longo (e.g.:Mutti e Normack, 1987).

3.6. Sedimentologia

As rochas reservatório são arenitos, predominantemente de textura fina a média. Possuem características de arquitetura interna e geometria externa de reservatório devido à sua posição no sistema e à declividade do fundo marinho onde foram depositados (sopé de talude). O reservatório é constituído por corpos de arenitos, predominantemente maciço, lenticulares amalgamados ou justapostos.

Nos testemunhos, utilizados neste trabalho (poço G), onde o potencial erosivo é significativo, o reservatório se apresenta mais homogêneo com pouca intercalação de folhelho e com fragmentos grossos nas bases de canais.

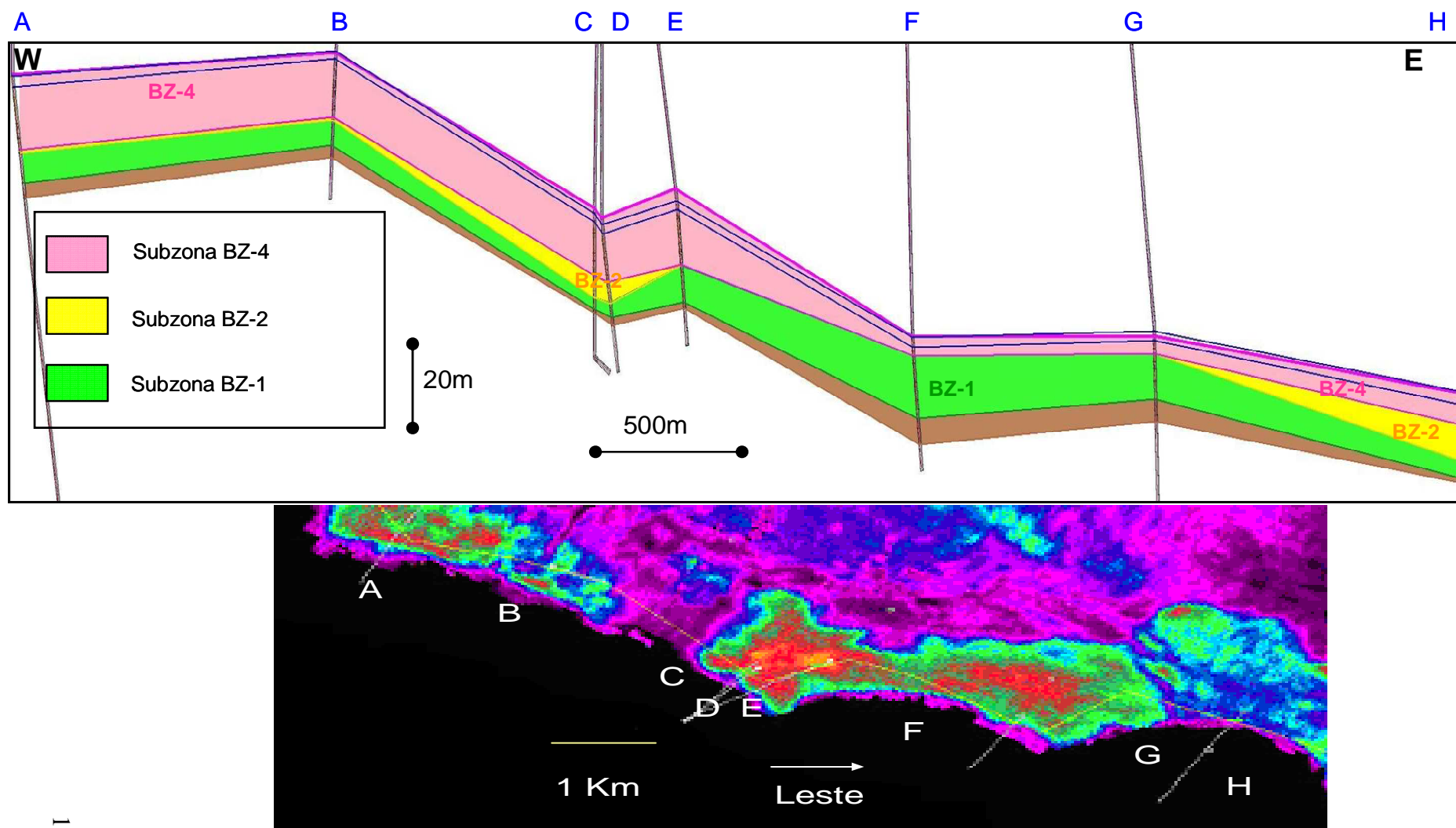


Figura 3 - Seção estrutural com as subzonas, passando pelos poços estudados e mapa de localização.

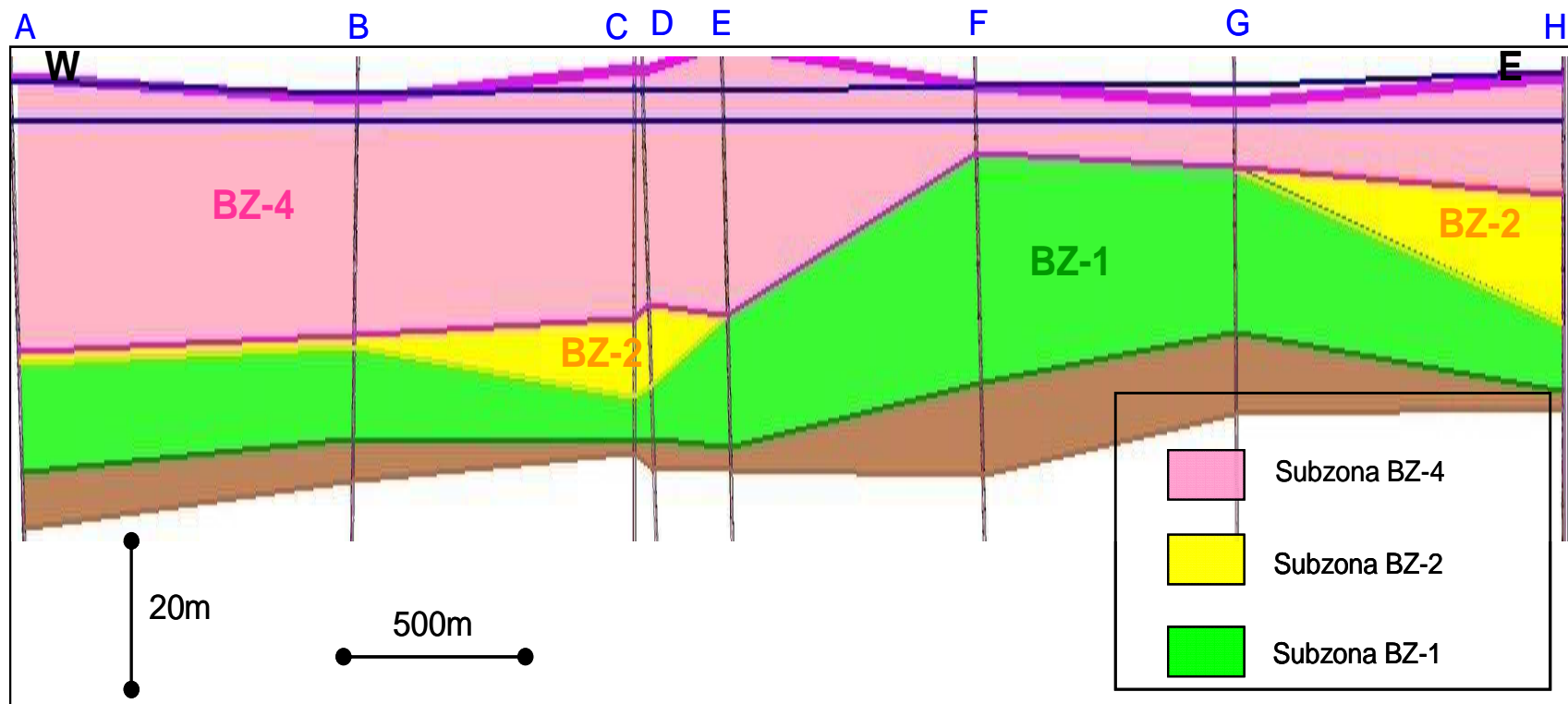


Figura 4- Seção estratigráfica com *datum* no Marco Azul com as subzonas passando pelos poços estudados.

3.7. Análise dos dados de pressão

A análise das pressões é um recurso utilizado na determinação das conectividades dentro de um reservatório. Em reservatório sem produção, poços com a mesma pressão não necessariamente estão conectados, porém, poços com pressões diferentes certamente não estão comunicados, pois a conectividade levaria ao equilíbrio das pressões. A monitoração das pressões obtidas nos pré-testes dos poços permitiu, devido à estratégia de produção antecipada, determinar as áreas de influência dos poços produtores em relação aos poços em perfuração e identificar as conectividades.

Na fase de mapeamento em detalhe do reservatório pela Petrobras, com a utilização da sísmica e dos perfis convencionais, os arenitos foram interpretados como fazendo parte de um único pacote, ou seja, os arenitos do poço E foram correlacionados aos arenitos dos poços F, G e H como pode ser observado pelas linhas tracejadas vermelhas na Figura 5.

Os dados de pressão, porém, não corroboraram esta interpretação pois as pressões obtidas no poço F são muito maiores das que as dos poços E, D e C, indicando não haver continuidade física destas unidades. As pressões obtidas em pré-testes foram analisadas considerando as depleções, provocadas pelo poço produtor, que possibilitam estabelecer as conectividades entre os demais poços. (Figura 5).

Para estabelecer a continuidade temporal destes pacotes a Petrobras realizou um detalhamento bioestratigráfico. O detalhamento revelou que o poço F pertence a um compartimento de idade diferente do compartimento dos poços E, D e C: o primeiro é de idade mais antiga denominada de BZ-3, o segundo de idade mais jovem denominada de BZ-4 e o poço H pertence a um compartimento de idade intermediária denominada BZ-2 (Figura 5).

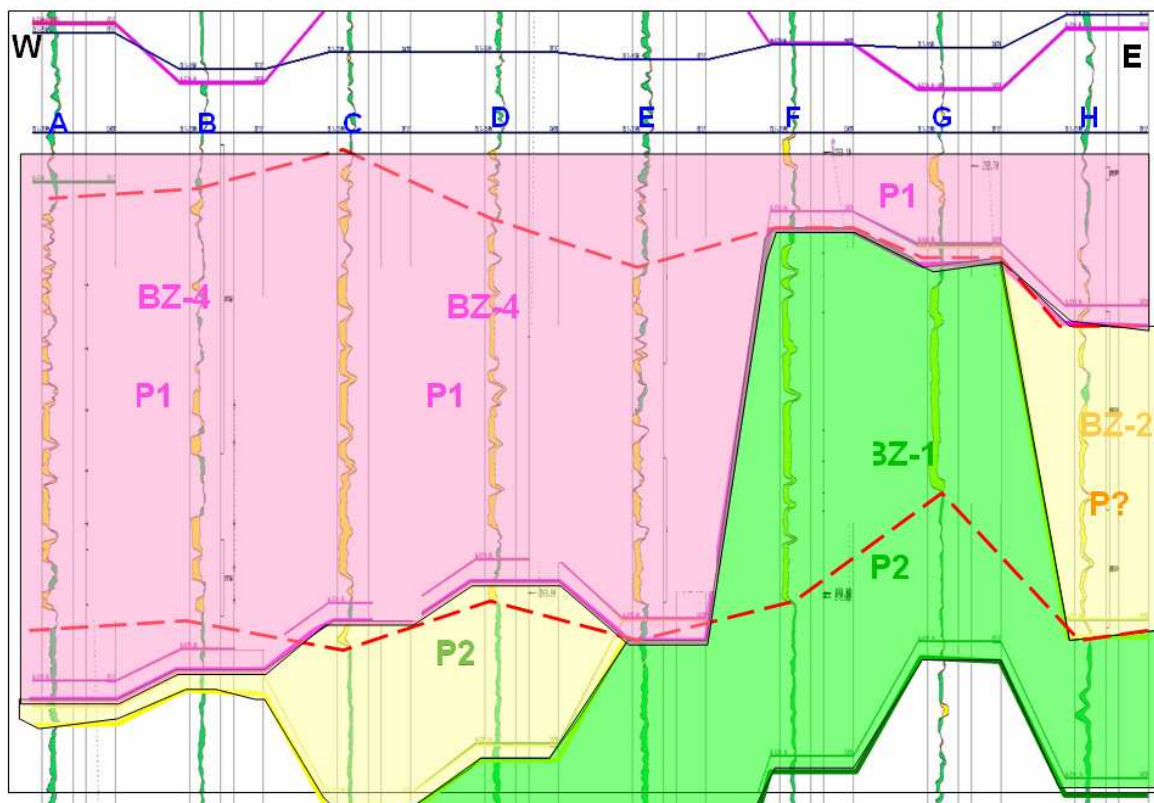


Figura 5- Seção onde os arenitos foram interpretados como fazendo parte de um único pacote (entre as linhas tracejadas em vermelho). O estudo das pressões e a análise bioestratigráficas, determinaram a divisão em subzonas BZ-4, BZ2 e BZ-1.

As variações de pressão no reservatório indicam a existência de barreiras de permeabilidade. Elas são, conforme o modelo deposicional adotado, as barreiras internas de permeabilidade (BP) e as envoltórias de baixa permeabilidade (EP).

Neste trabalho, considera-se que entre os poços E e F ocorre uma envoltória de baixa permeabilidade que impede a comunicação hidráulica do compartimento superior (poço E) com o compartimento inferior (poço F).

O reservatório apresenta dois patamares de pressão denominados P1 e P2 (Figura 5). Observa-se que a pressão P1, aproximadamente 40Kgf/cm^2 menor que P2, caracteriza o compartimento superior do reservatório compreendendo os poços A, B, C, D e E, correspondente à subzona BZ-4 (em rosa na figura). A pressão P2 caracteriza o compartimento inferior (em verde e amarelo na figura), onde se encontram os poços F e G, correspondentes à subzona BZ-1.

No poço H, os dados de pressão foram obtidos no intervalo que abrange tanto o intervalo da subzona BZ-4 quanto ao da subzona BZ-2 (em amarelo), por isso, não se pode precisar a contribuição individual de cada subzona.

4. SÍSMICA

4.1. Introdução

A sísmica de reflexão é um método de prospecção que proporciona o imageamento de feições geológicas em subsuperfície. Tais feições representam topos ou bases do reservatório, falhas, discordâncias, etc. É uma ferramenta que permite a visualização dos marcos regionais, auxilia a interpretação das estruturas da bacia, estabelece os limites de fácies (Brown Jr. & Fisher, 1980) e determina a geometria externa dos reservatórios.

Ao nível do reservatório, a frequência central de aquisição sísmica é da ordem de 35Hz e a velocidade média intervalar da rocha está em torno de 2500 m/s, o que resulta em uma resolução vertical de aproximadamente 18m.

Deste modo a determinação das estruturas internas é prejudicada, devido a pouca espessura do reservatório (30m) e à baixa resolução da aquisição vertical (18m).

Para a identificação das estruturas internas, foram utilizados testemunhos, perfis geofísicos de poços, além de sismogramas sintéticos e perfis de impedância acústica, ambos derivados dos perfis sônicos e de densidade (vide capítulos 5,6 e 7).

4.2. Mapeamento sísmico do reservatório

Para o estudo sísmico, foi gerado um mapa de amplitude composta (amplitude da base menos amplitude do topo) que revela um alinhamento de anomalias de direção leste/oeste, interpretadas, na fase exploratória, como corpos arenosos, o que foi constatado com a perfuração dos poços.

Esses corpos arenosos formam o reservatório e são caracterizados por um intervalo de amplitudes compostas de 52 a 64, representado pelas cores vermelho e amarelo respectivamente (Figura 6). Os valores mais elevados de amplitude composta correspondem às maiores espessuras do reservatório. O poço G apresenta amplitudes menores e espessura de aproximadamente de 25m; em contra partida, a região em torno dos poços C, D e E, com maiores amplitudes, apresenta espessuras maiores, na ordem de 30m.

O mapa (Figura 6) indica uma diferença significativa entre a terminação do reservatório nas suas partes norte e sul. Na região Norte a terminação é caracterizada por uma faixa ampla com a diminuição gradativa das amplitudes, representada por tons

azulados, interpretados como acunhamentos das camadas do reservatório, sugerindo bordas de canais. Na região Sul, nota-se uma faixa estreita com a diminuição brusca da amplitude, interpretada como um corte das camadas, resultado de um grande evento erosivo.

Nota-se que há três áreas com grandes espessuras, delineadas na Figura 6, a maior delas na parte central do mapa. Estas concentrações refletem a topografia do fundo na época da deposição, com as areias se concentrando nas depressões (e.g.: Mutti e Normack, 1987).

A disposição das areias é indicativa de um sistema deposicional, com desenvolvimento de canais com fontes de sedimentos a leste.

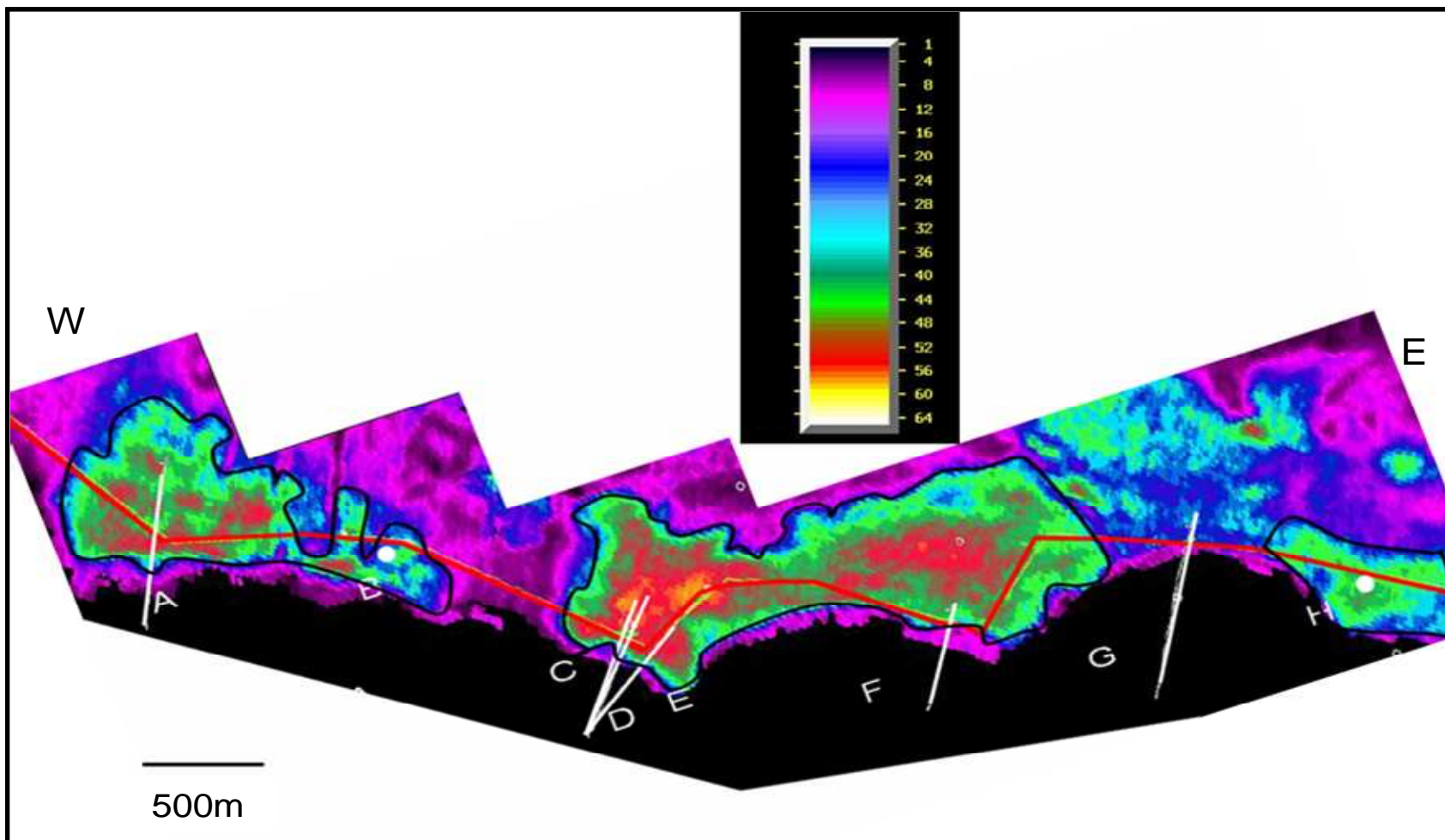


Figura 6 -Mapa de amplitude composta (amplitude da base menos amplitude do topo) a linha vermelha representa a seção estudada com a localização dos poços, nota-se o alinhamento dos corpos arenosos na direção Leste/Oeste.

A seção de amplitude (Figura 7) em profundidade passando pelos oito poços da área de estudo revela os refletores mais significativos. Entre eles, destacam-se o topo e a base do reservatório. O topo é representado por um refletor de sinal negativo, com amplitude variando de -90 a -195, correspondendo ao arenito poroso, com velocidade intervalar mais baixa que a das encaixantes. A base corresponde a um refletor positivo, com amplitude variando de 60 a -60, com altas velocidades de propagação e rochas menos porosas.

Observa-se que a intensidade dos sinais tanto do topo como da base variam ao longo da seção: uma intensidade maior dos sinais (cores amarela e vermelha) do topo e da base corresponde a uma espessura maior do reservatório. Essa variação é confirmada no mapa de amplitude composta, onde ao longo da linha da seção são constatadas variações de espessuras próximas às variações observadas na seção. Estas variações são confirmadas no poço G, onde a espessura constatada do reservatório pela perfuração é de 25m, a menor determinada nos poços deste estudo.

Na seção em amplitude da Figura 7 nota-se a continuidade do reservatório entre os poços B e C (tons esverdeados), que entretanto, não é representada no mapa de amplitude composta (em tons rosa).

O reservatório localiza-se em um alto estrutural na área dos poços A e B; que mergulha para leste sem falhas significativas, não criando, portanto descontinuidades nos corpos arenosos com conseqüentes alterações no sistema de fluxo.

As superfícies de topo e base do reservatório, obtidas pela interpretação foram exportadas para o programa RML (Beicip Franlab) e utilizadas como parâmetros na modelagem abordada no capítulo 9.

A resolução sísmica, entretanto, apenas possibilita a delimitação deste envelope. As feições internas, de menor espessura, requerem outro tratamento como será visto no capítulo a seguir.

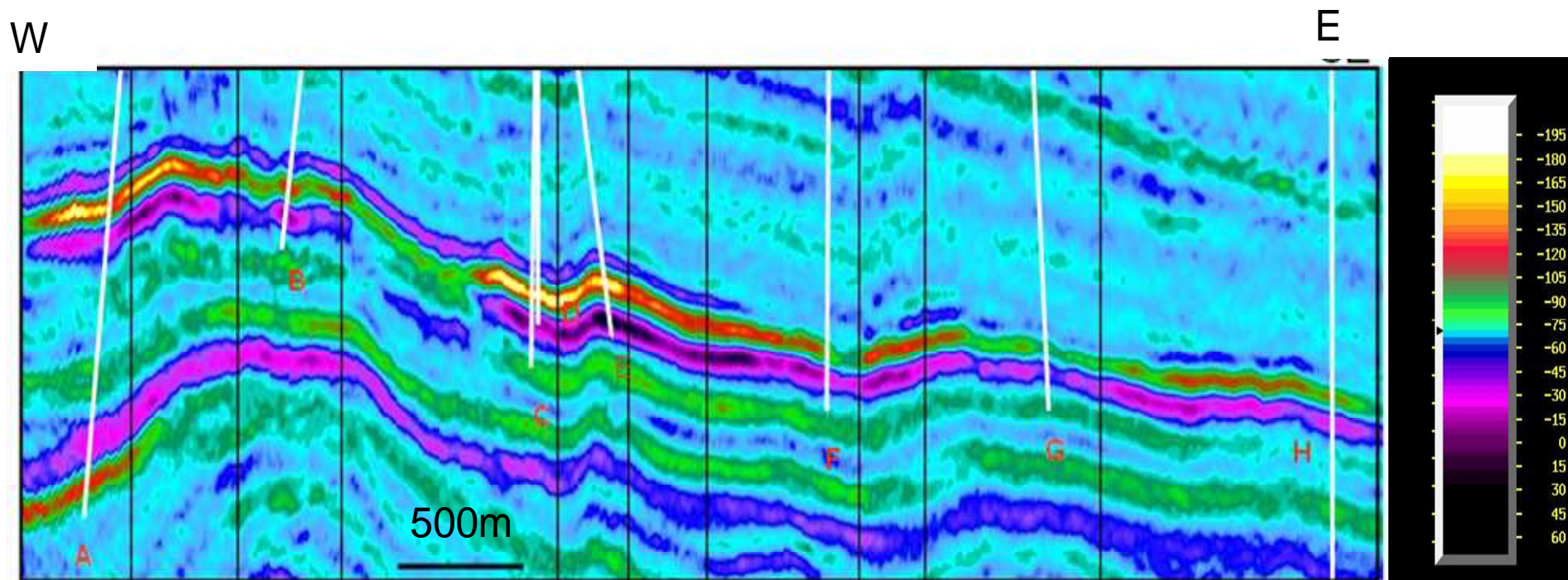


Figura 7- Seção em amplitude, passando pelos oito poços, observar a boa continuidade do reservatório.

5. DETERMINAÇÃO DOS MARCOS DE ALTA FREQUÊNCIA

5.1. Introdução

A sismo-estratigrafia é um método estratigráfico de interpretação dos dados sísmicos. Essa interpretação é feita a partir do rastreamento das reflexões geradas pelas interfaces entre os pacotes de rochas que apresentam contraste de impedância acústica.

Os sismogramas sintéticos são utilizados para ajustar os registros sísmicos às observações dos poços. Neste estudo eles foram utilizados, juntamente com as impedâncias acústicas e os coeficientes de reflexão, para determinar as superfícies de reflexão interpretadas nos poços.

Como observa Severiano (2001), “um dos pressupostos básicos da sismo-estratigrafia é que as reflexões sísmicas são produzidas, primariamente, havendo contraste de impedância acústica, por superfícies físicas que contém caráter temporal geologicamente importante, isto é, com conotação cronoestratigráfica”.

Segundo Vail et al.(1977), reflexões causadas pela presença da interface entre dois pacotes de estratos com contraste de velocidade-densidade correspondem, principalmente, às superfícies estratais e às discordâncias. Severiano (2001) observa que “As discordâncias são superfícies de erosão ou não deposição..., apesar de não constituírem numa superfície síncrona, carregam um importante significado cronoestratigráfico, pois em qualquer situação a reflexão irá delimitar estratos mais jovens acima delas de camadas mais antiga abaixo”.

Aplicando esta conceituação, foram identificados nos poços, através dos sismogramas sintéticos, do coeficiente de reflexão e da impedância acústica, os horizontes interpretados como representações de superfícies de reflexão. Os horizontes foram correlacionados entre os poços obtendo assim intervalos cronocorrelatos. Estas linhas, aqui denominadas marcos de alta frequência, serviram para a correlação das rochas reservatório e não reservatório e para o estabelecimento de condições de contorno na modelagem geoestatística de fácies e de porosidades.

5.2. Dados utilizados

Foram utilizados os perfis geofísicos de raios gama, neutrão, sônico compressional e densidade dos oito poços. Através destes foram calculados a porosidade, o coeficiente de reflexão, a impedância e o sismograma sintético. Todos os perfis abrangem o intervalo do reservatório e ultrapassam os seus limites superior e inferior.

Os sismogramas sintéticos foram obtidos por convolução com uma *wavelet* de frequência de 250Hz, superior ao sinal da sísmica da área, que é de 35Hz. A resolução assim obtida foi de 2,5m, bem mais detalhada que os 18m obtidos na frequência da sísmica, para a mesma velocidade intervalar da rocha de 2500m/s. Os passos para a determinação do sismograma sintético estão descritos no Anexo 1.

As impedâncias acústicas e os coeficientes de reflexão nos poços foram obtidos utilizando a velocidade obtida do perfil sônico e a densidade das rochas, obtida no perfil de densidade.

Para o processamento e a representação dos dados foi empregado o programa EasyTrace® da Beicip Franlab®, que permitiu os cálculos das impedâncias, dos coeficientes de reflexão e dos sismogramas sintéticos.

Os dados foram armazenados tanto em profundidade medida quanto em profundidade vertical. Devido à maioria dos poços serem direcionais, a correlação foi feita em profundidade vertical. Para corrigir a espessura aparente das camadas o que dificulta a correlação.

5.3. Representação utilizada

Para a determinação dos marcos de alta frequência, foram gerados perfis verticalizados com as curvas de raios gama, densidade, neutrão, porosidade, coeficientes de reflexão, impedância e os sismogramas sintéticos (Figura 8).

Os limites de escala dos perfis foram: raios gama de 0 -150API, densidades de 2 a 3 g/cm³, porosidades do neutrão de -15 a 45%, porosidades calculada de 0 a 40%, coeficientes de reflexão de -0,006 a 0,006, impedâncias de 4000 a 10000, sismogramas sintéticos de -0,0005 a 0,0005 e traços sísmicos de -0,5 a 0,5.

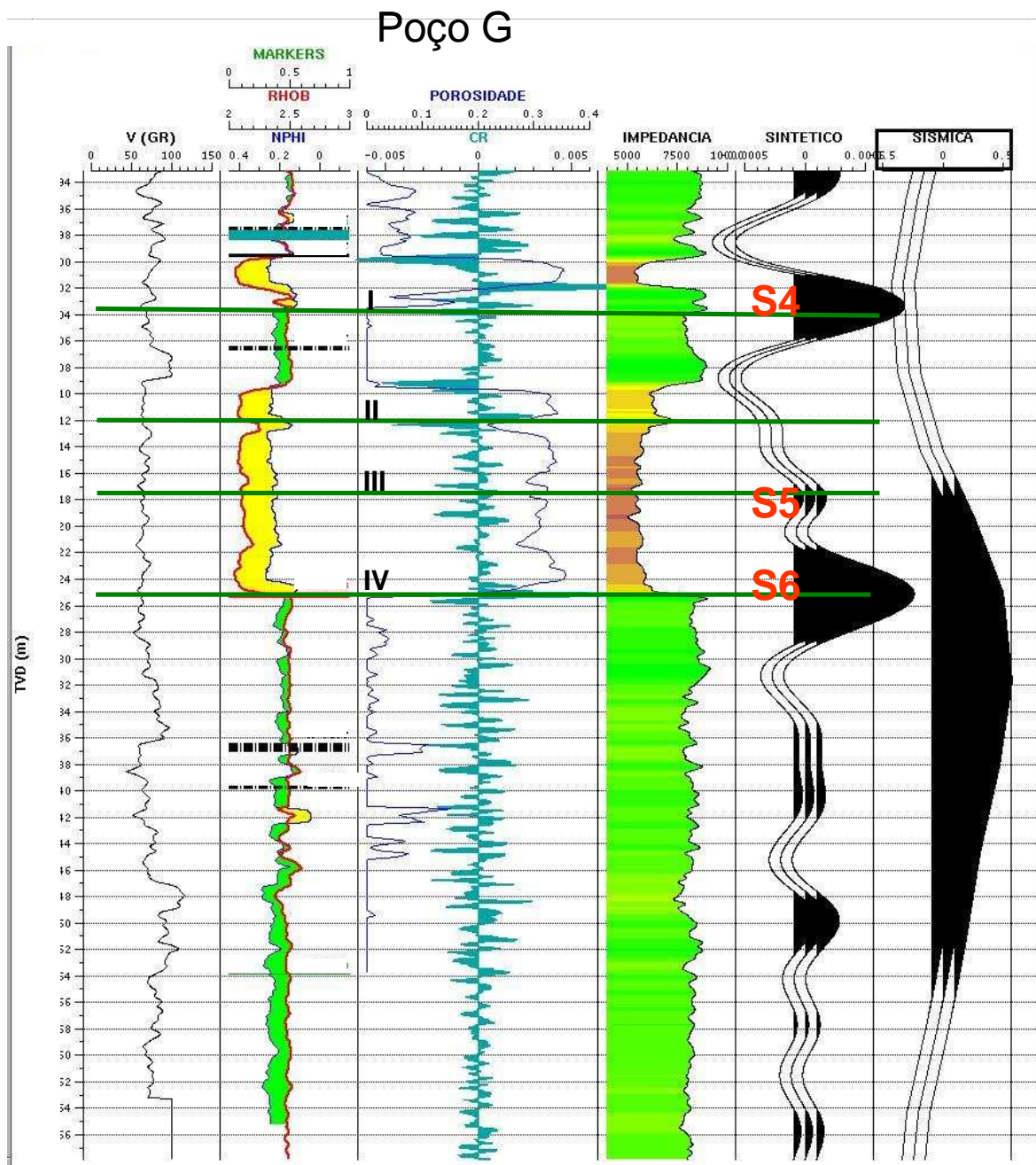


Figura 8- Perfil com as curvas registradas e as processadas utilizadas na interpretação dos marcros de alta freqüência.

5.4. Determinação dos marcros de alta freqüência

A análise bioestratigráfica anteriormente mencionada possibilita a geração de um arcabouço estratigráfico, onde foram assinalados os marcros de alta freqüência. Os poços foram agrupados de acordo com as idades das rochas que eles atravessavam sendo

distribuídos por três subzonas (BZ-4, BZ-1 e BZ-2). A determinação dos marcos foi feita em cada subzona separadamente, obtendo três conjuntos de marcos correlacionáveis.

Para a melhor visualização dos sinais correspondentes dos sismogramas, os perfis dos poços foram colocados lado a lado em painel. Esse procedimento é semelhante ao utilizado na determinação da continuidade de um refletor, ao estudar uma seção sísmica.

Todos os grupos apresentaram feições nos sismogramas sintéticos. Na Figura 9, pode-se observar a marcação dos poços A, B, C, D e E, pertencentes às rochas mais jovens.

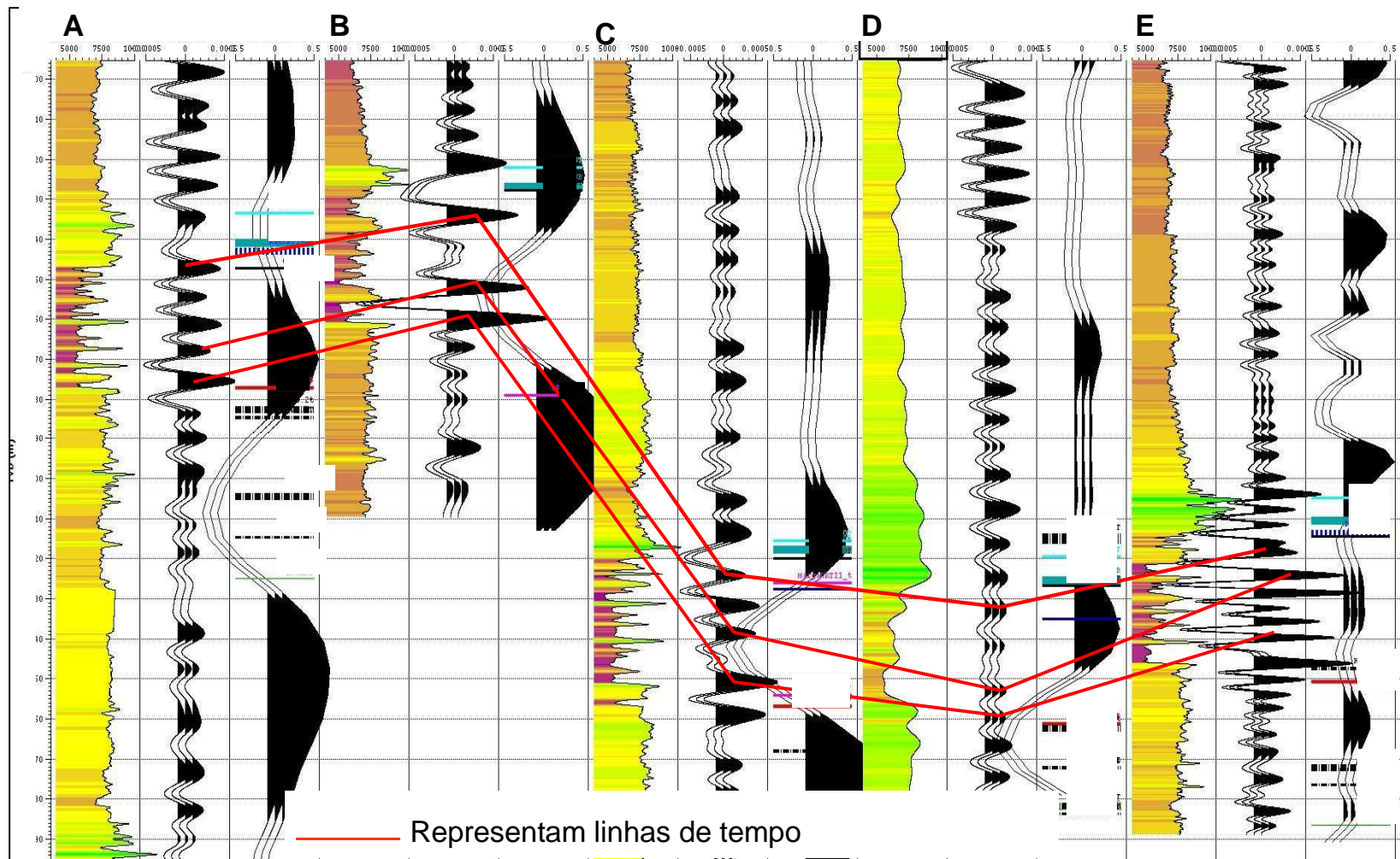


Figura 9 – Painel do compartimento superior, subzona BZ-4, onde inicialmente foram correlacionados 3 picos dos sismogramas sintéticos de cada poço.

As linhas obtidas com os sismogramas sintéticos foram utilizadas para balizar a determinação dos marcos de alta frequência. Nos intervalos entre as linhas obtidas anteriormente foram colocados os marcos de acordo com as respostas das impedâncias e dos coeficientes de reflexão. Como exemplo, no poço A na Figura 10, observam-se dez marcos identificados por acentuados valores de coeficiente de reflexão e altos valores de impedância, indicados pelas setas azuis. Nessa fase foram utilizadas também as curvas de densidade e neutrão.

Os marcos representam eventos com significados cronoestratigráficos que podem ser correlacionados entre os poços, e foram denominados de “marcos de alta frequência”.

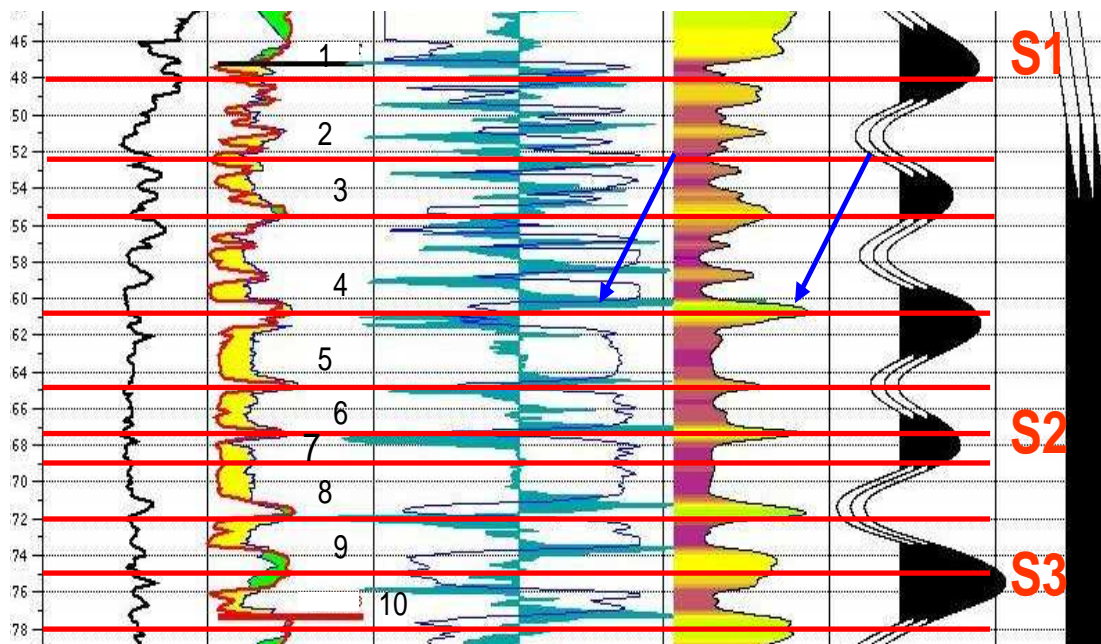


Figura 10– Detalhe no poço A onde foram colocados os marcos de alta frequência.

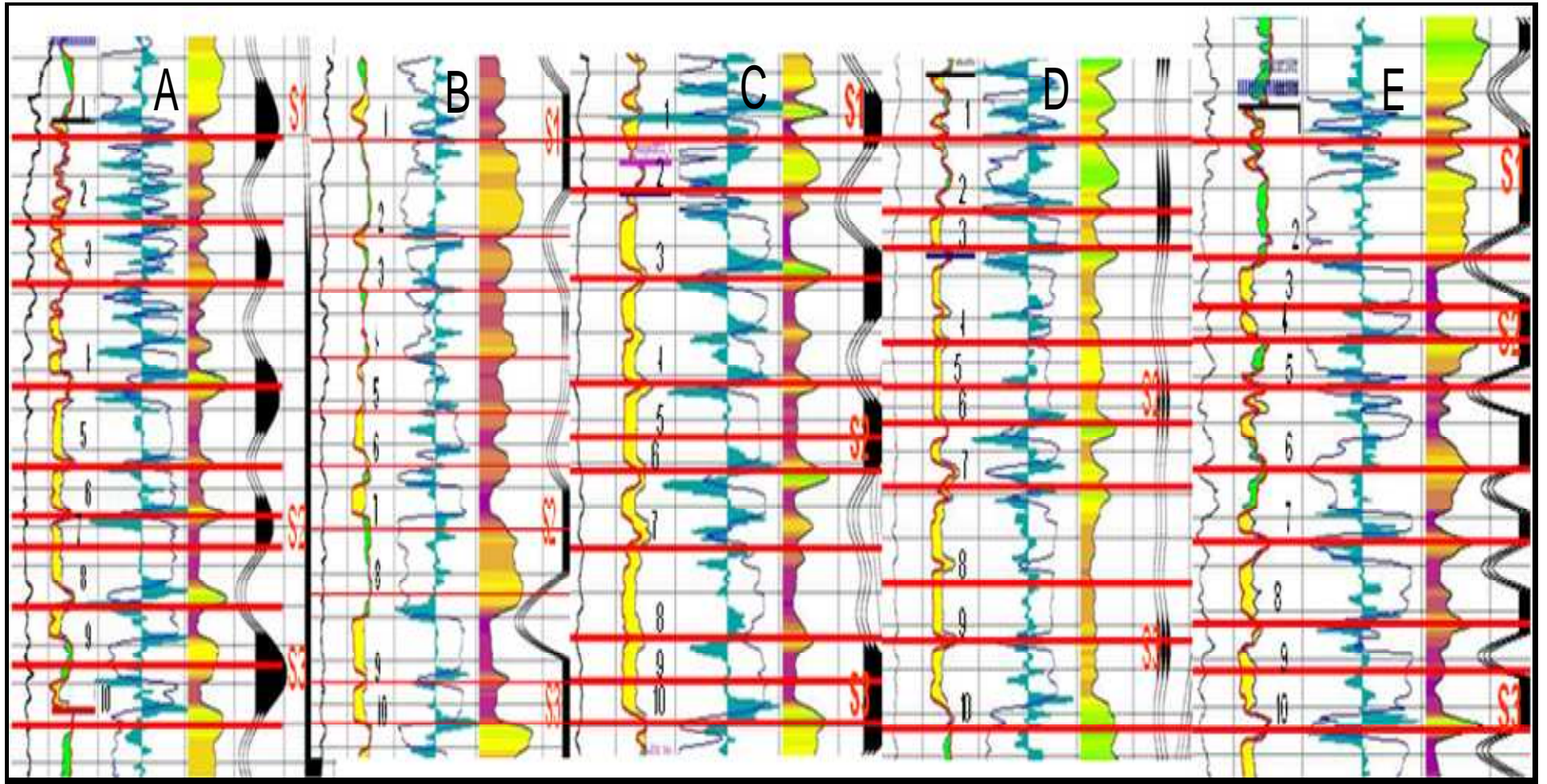


Figura 11 - Poços do pacote superior (Zona BZ-4) com os dez marcos de alta frequência

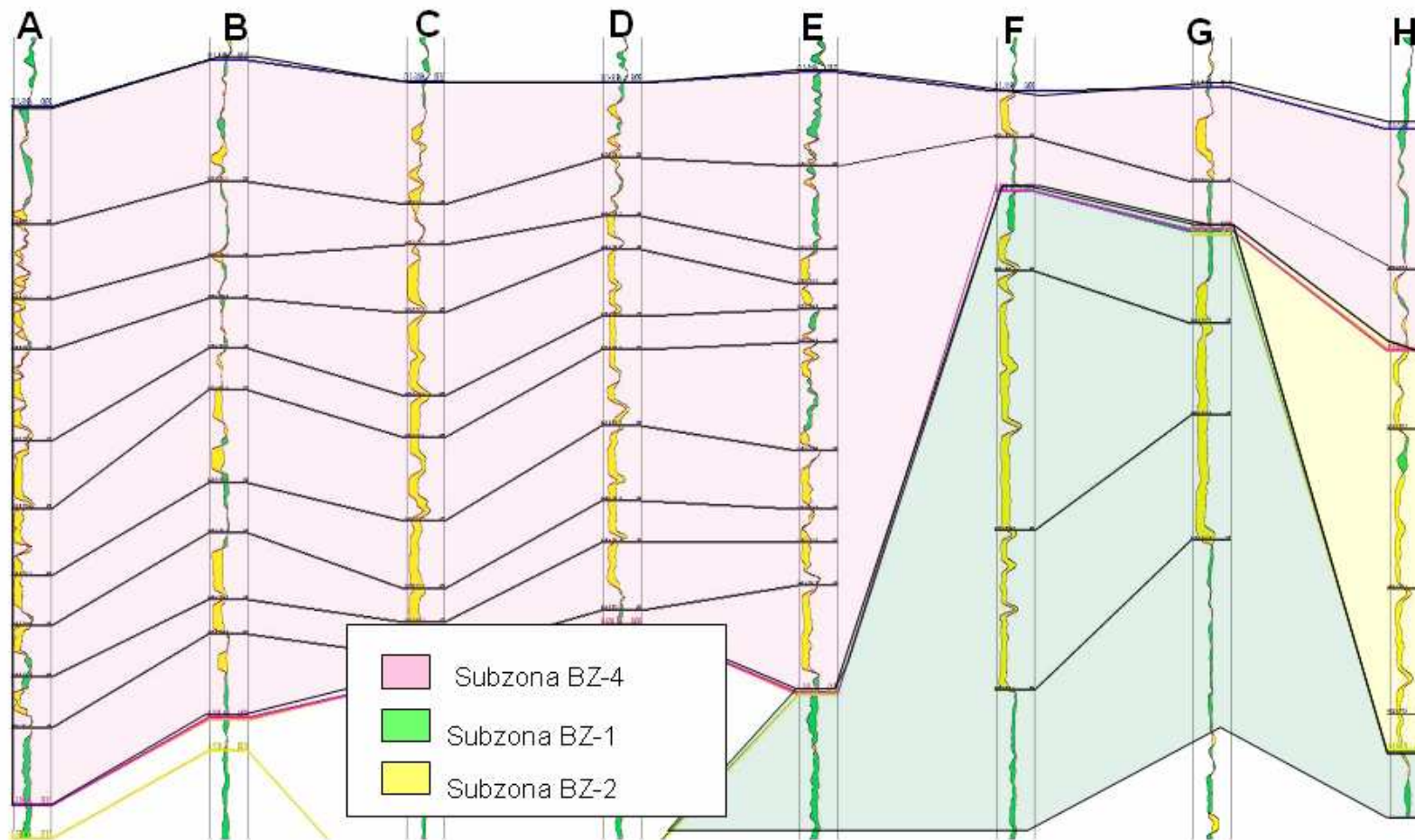


Figura 12- Seção estratigráfica com os marcos de alta frequência, respeitando o arcabouço estratigráfico.

No poço G (Figura 8), observa-se que essas linhas, sistematicamente estão associadas a bases de canais interpretadas nos testemunhos. Este estudo é detalhado no capítulo 7, sobre a caracterização do modelo deposicional.

Como resultado final, foram determinado 10 marcos de alta frequência no pacote mais jovem, compreendendo os poços A, B, C, D, E como exposto na Figura 11. Nos outros 3 poços (F, G) e (H), foram determinados apenas quatro marcos de alta frequência.

Os marcos de alta frequência foram exportados para os programas Stratworks® da Landmark®, para a correlação das rochas reservatórios e não reservatórios. Também foram exportados para o programa RML® (Reservoir Modeling Line®) da Beicip-Franlab® (Figura 12), onde foram utilizadas como referência para a delimitação das unidades litológicas utilizadas na modelagem final.

6. ROCHAS RESERVATÓRIO E NÃO RESERVATÓRIO

6.1. Introdução

Na geração da seção com as rochas reservatório e não-reservatório, a correlação foi feita respeitando os marcos estratigráficos e os marcos de alta frequência.

Como a finalidade do estudo é identificar as possíveis barreiras de permeabilidade, margas, folhelhos e arenitos cimentados foram consideradas como rochas não reservatório.

6.2. Correlação

A correlação dos marcos estratigráficos e as superfícies de descontinuidades estratigráficas são ferramentas utilizadas na análise estratigráfica. Estas superfícies e marcos são reconhecidos em perfis de poços e tratados de forma integrada com dados sísmicos e de testemunhos para estabelecer o arcabouço estratigráfico.

A correlação de perfis trata da busca e do mapeamento das semelhanças entre algumas características específicas (assinaturas) de um ou mais perfis nos poços da seção.

O perfil de raio gama é uma ferramenta utilizada de maneira indiscriminada como indicador de fácies, no entanto pode não ser um bom indicador de arenitos, quando estes apresentam minerais ricos em elementos radioativos (por exemplo, feldspato potássico) que aumentam os valores do raio gama (Rider,1997). Este é o caso do reservatório estudado que, por isso, necessita de outros perfis para auxiliar na interpretação. O perfil de densidade caracteriza bem o reservatório, pois apresenta valores de densidade menores nos arenitos porosos sem cimentação, sua resolução vertical é de aproximadamente 46cm. O neutrão reflete a presença de hidrogênio, e conseqüentemente o fluido no reservatório, sua resolução vertical é de aproximadamente 61cm. O perfil sônico reflete as propriedades elásticas das rochas, os módulos de Young, de rigidez e de elasticidade e a razão de Poisson (Silva 1985), sua resolução vertical é de aproximadamente 31 cm.

Da mesma forma feita na determinação dos marcos de alta frequência, os poços foram analisados conforme as subzonas que eles atravessam.

Para a correlação das rochas reservatório e não reservatório, os poços foram representados com as curvas de resistividade, sônico, raios gama, densidade e neutrão, além dos marcros de alta frequência (Figura 13).

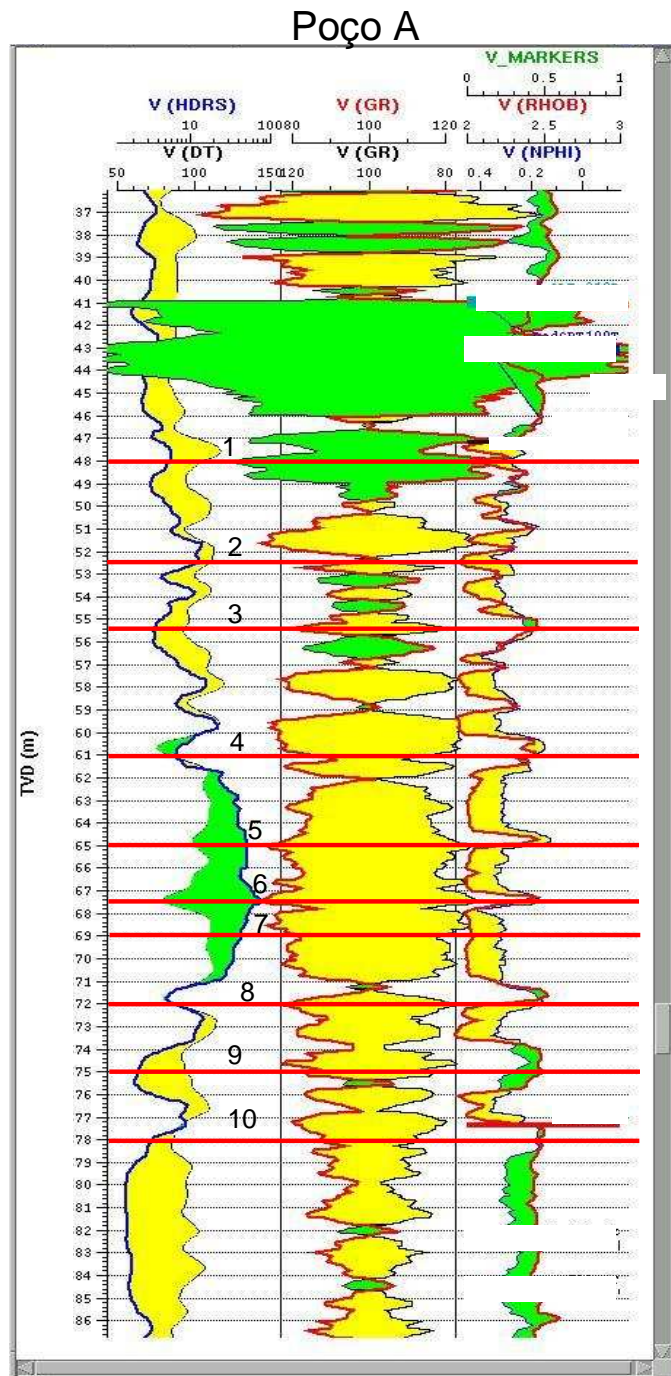


Figura 13 - Perfil do poço A onde se podem observar os dez marcros de alta frequência (numerados de 1 a 10) e as curvas utilizadas para a correlação.

A Figura 14 apresenta um painel com os poços A, B, C, D e E, e respectivos marcros de alta frequência que condicionam a correlação lateral.

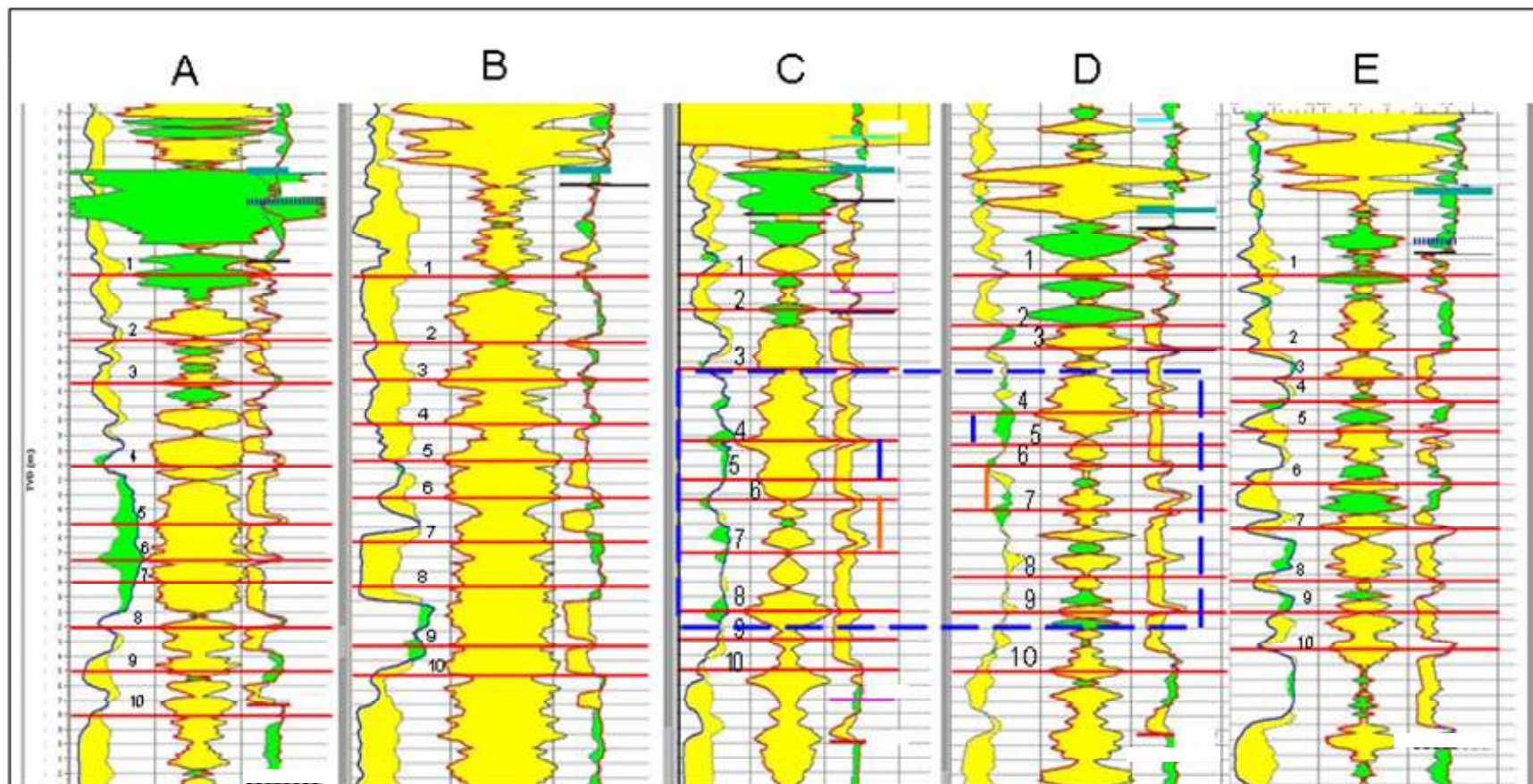


Figura 14– Painel com os poços A, B, C e D e E seus respectivos marcos de alta frequência (em vermelho). O topo e a base de cada intervalo utilizado para a correlação lateral são dados pelos sucessivos marcos. O retângulo em azul é apresentado ampliado na figura 15.

A Figura 15 é um detalhe da figura anterior e mostra a similaridade de respostas nos poços C e D de perfis nos intervalos de tempo. Destacam-se as semelhanças nos intervalos entre os marcos 5 e 4 (barra azul da figura), e 7 e 6 (barra laranja).

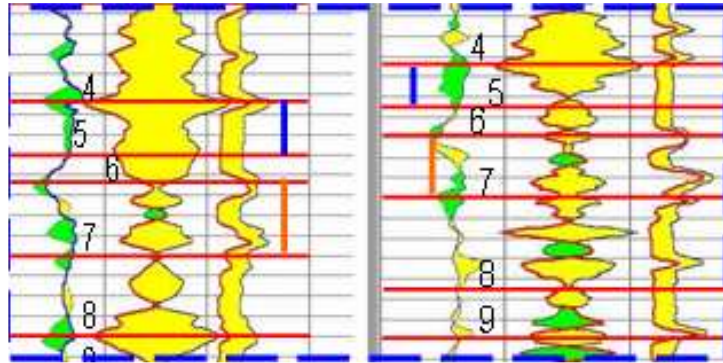


Figura 15- Retângulo da figura 14, onde se destacam as feições semelhantes realçadas pelas barras coloridas.

No painel de correlação estratigráfica (Figura 16), onde se desprezou a distância real entre os poços, foram feitas as correlações, utilizando os perfis de raios gama, densidade e neutrão, condicionados pelos marcos de alta frequência, representados pelas linhas pretas. As linhas em verde são as bases das rochas não reservatório e as em amarelo as bases das rochas reservatório

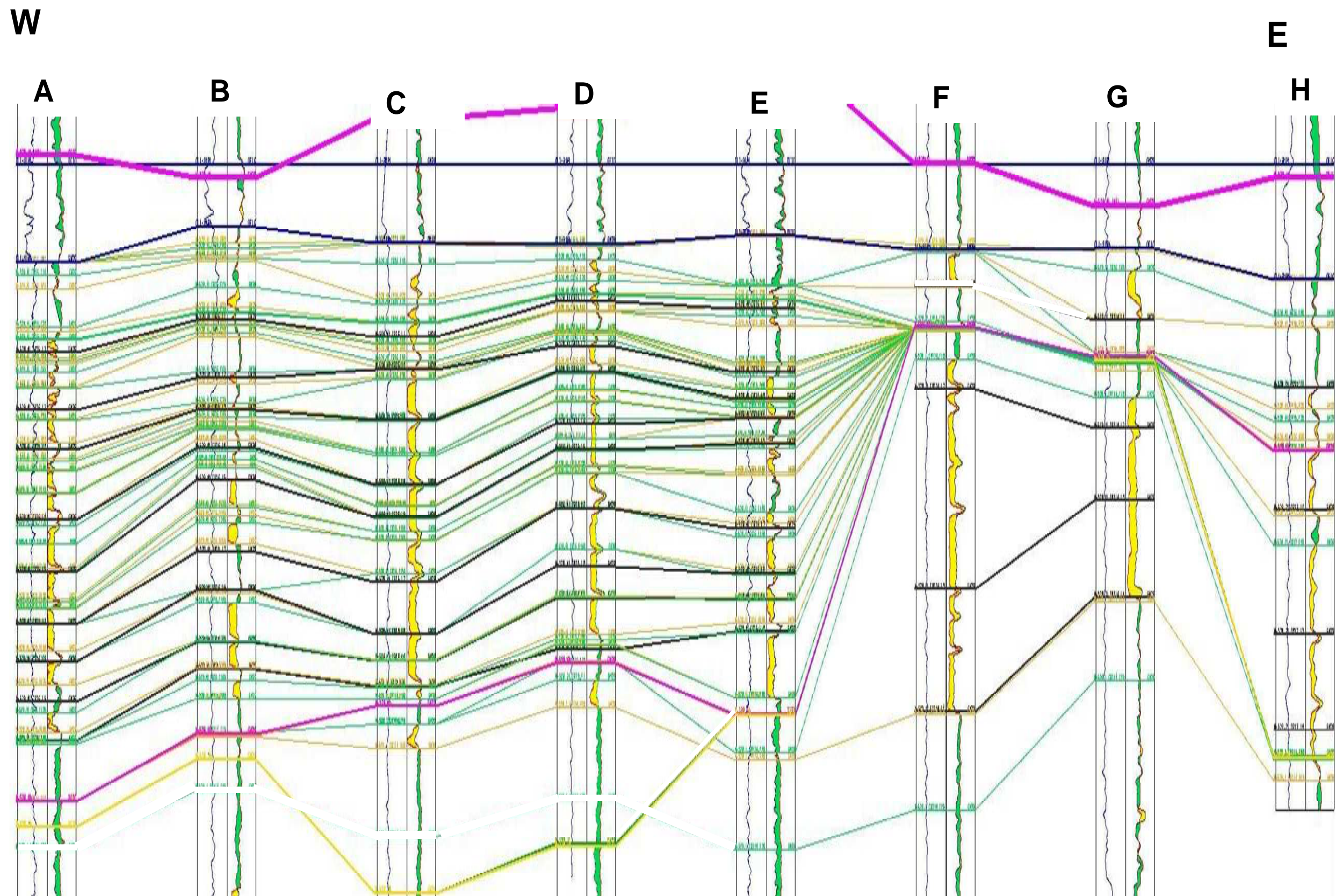


Figura 16– Painel com as linhas de correlação, em preto (marcos de alta frequência), em verde (base de rocha não reservatório) e amarela (base de rocha reservatório).

Na seção (figura 17), observa-se que os poços B e E, com o reservatório na subzona BZ-4, apresentam maior intercalação de rocha não reservatório (barreiras internas de permeabilidade), porém, localizadas e sem continuidade lateral (Figura 17). Na seção da Figura 18, observa-se a descontinuidade das rochas não reservatório do poço E para os poços D e C, indicando não haver barreira significativa entre esses poços.

Os poços com o reservatório na subzona BZ-1 (poços F e G) não apresentam intercalação de rochas não reservatório, provavelmente devido à maior intensidade dos processos de erosão que removeram as barreiras, resultando num reservatório mais homogêneo. Os processos de erosão são reconhecidos nos testemunhos do poço G, que apresentam superfícies de erosão e bases de canais.

A espessura total do reservatório (topo menos base) é bem representada na interpretação sísmica, como constatado após a perfuração dos poços.

Na seção estrutural, como se observa também na seção sísmica (Figura 6) é notável o mergulho das camadas para leste (Figura 19). Os poços F e G, que apresentam características de reservatório semelhantes, se encontram em um mesmo patamar estrutural.

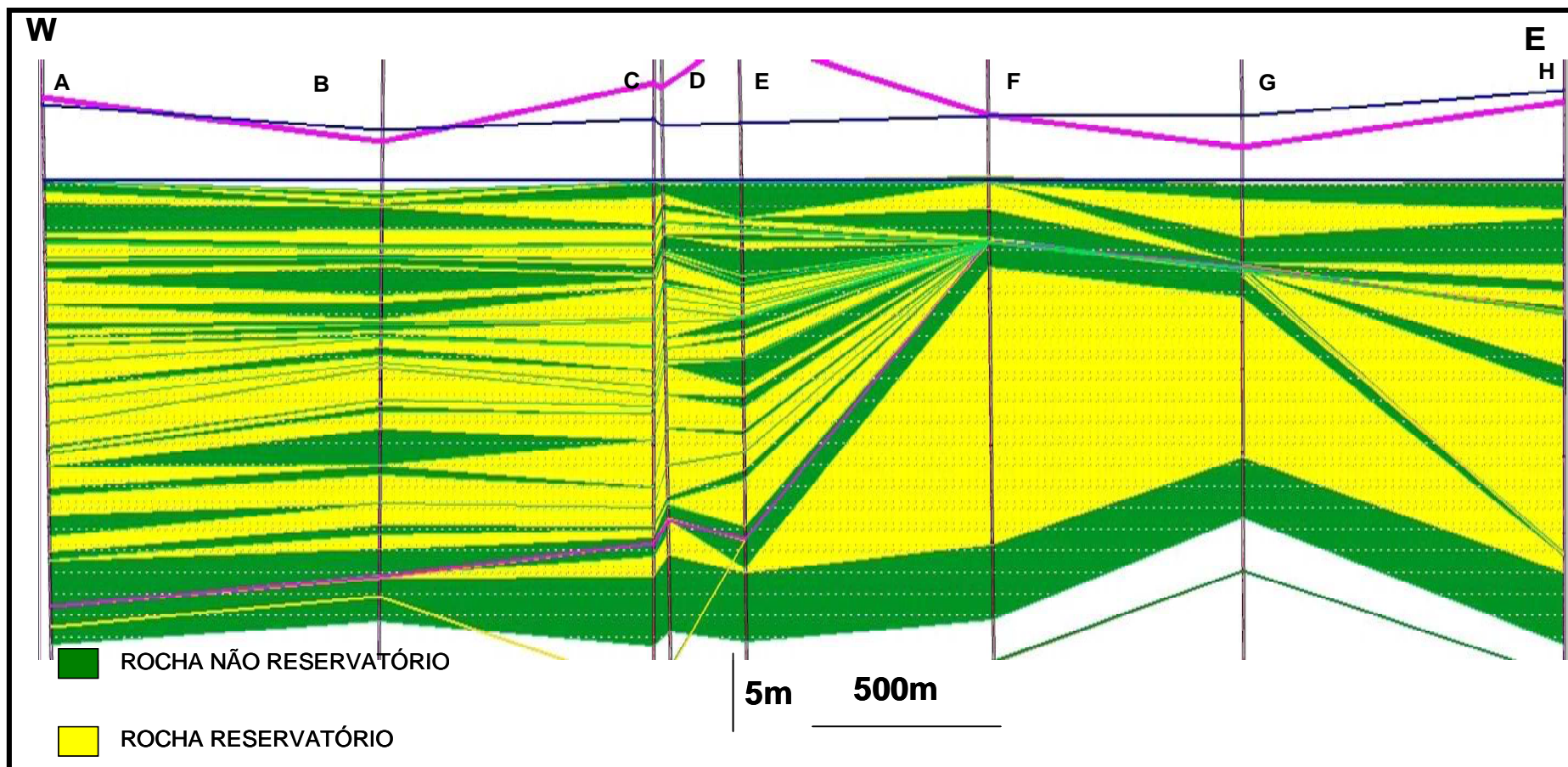


Figura 17- Seção estratigráfica desenhada com a distribuição dos intervalos reservatório e não reservatório. Utilizou-se um exagero vertical de 10 vezes de modo a destacar as feições, a descontinuidade entre os poços C e D é porque estão próximos, porém, deslocados lateralmente.

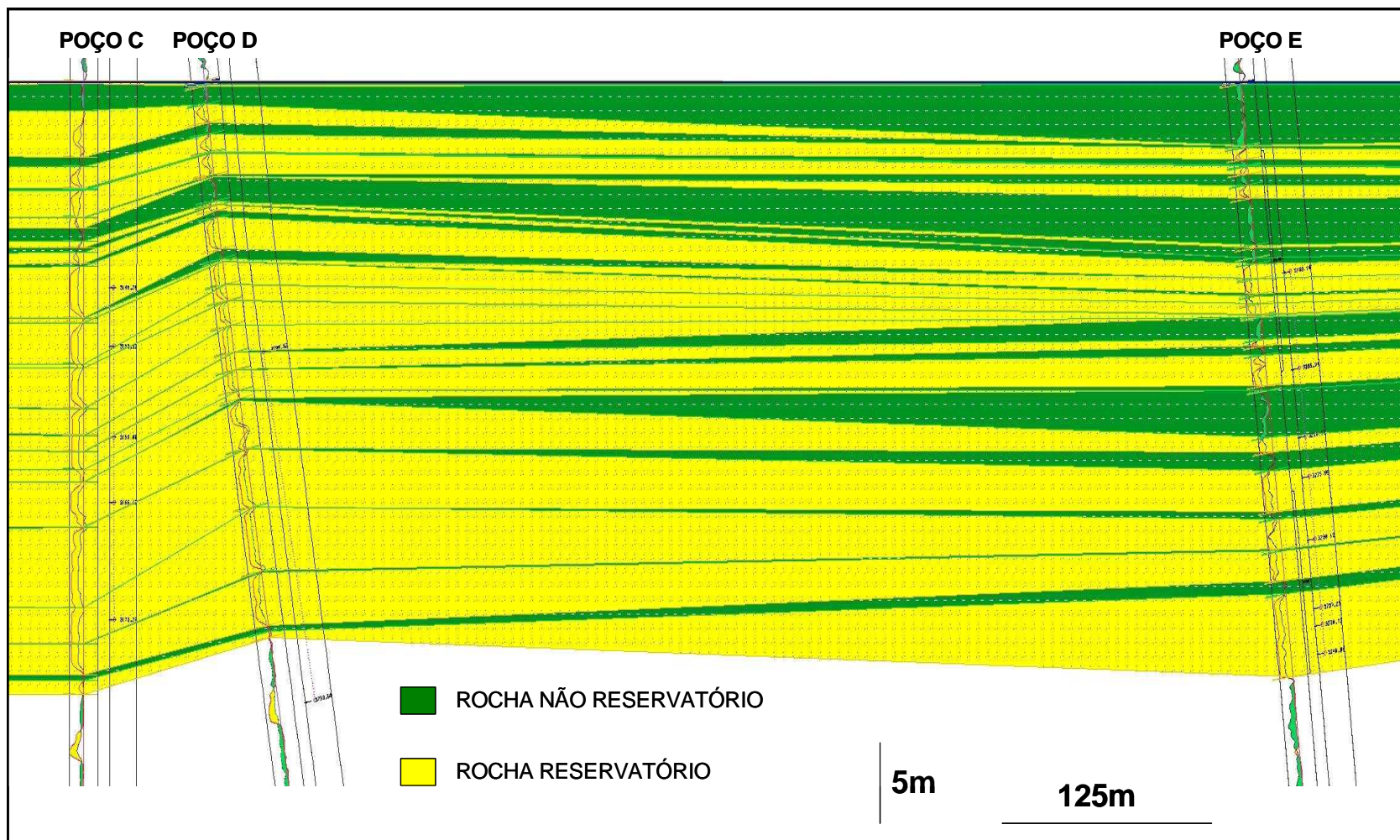


Figura 18- Detalhe da descontinuidade das rochas não reservatório entre os poços E e D. Com exagero vertical de 10 vezes

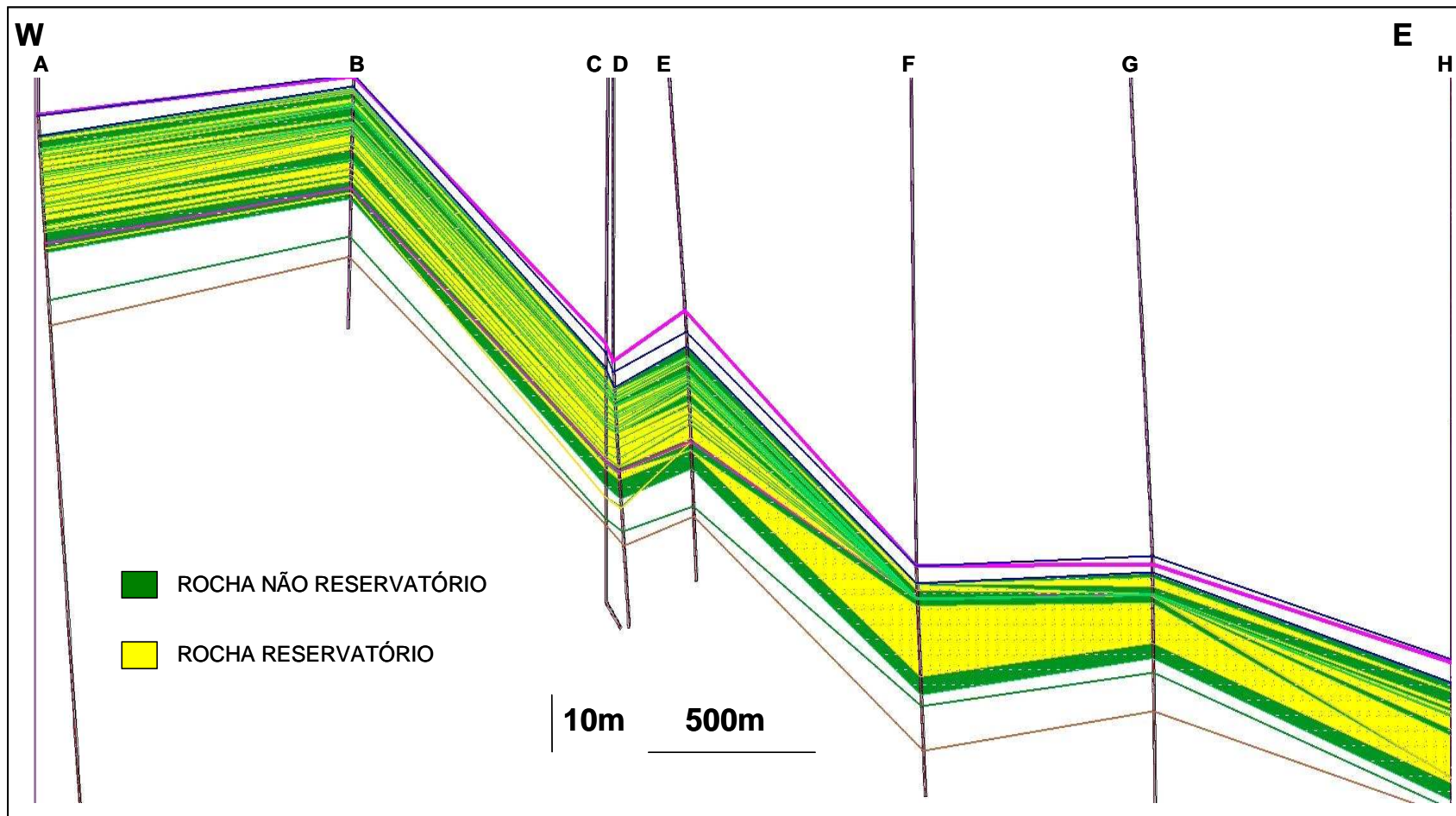


Figura 19- Seção estrutural desenhada com o mergulho das camadas para Leste. Observar que o reservatório nos poços F e G são semelhantes e se desenvolveram no mesmo patamar estrutural, com exagero vertical de 10 vezes de modo a destacar as feições.

6.3. 33 Resultados obtidos

De um modo geral, no pacote superior (subzona BZ-4), o reservatório dos poços A, B, C, D e E estão comunicados. Observam-se restrições nos poços B e E, que apresentam maiores espessuras de rocha não reservatório, porém com extensão limitada à região próxima aos poços, não se estendendo aos vizinhos (Figura 18). Tais rochas são consideradas barreiras internas de permeabilidade, segundo o modelo análogo adotado.

No pacote inferior, subzona BZ-1, os poços F e G apresentam pouca intercalação e, como observados anteriormente, se localizam em um mesmo patamar estrutural. Estes poços estão comunicados entre si, mas isolados do poço E, que apresenta reservatório na subzona BZ-4. A linha tracejada (Figura 20) destaca a continuidade da rocha não reservatório entre os poços E e F. Tais rochas formam a envoltória de baixa permeabilidade que separa o reservatório fortemente intercalado da subzona BZ-4 (poço E) do reservatório homogêneo da subzona BZ-1 (poço F).

O poço H, pertencente subzona BZ-2, está isolado dos demais (Figura 21). A linha tracejada representa a envoltória de baixa permeabilidade entre os poços G e H. Na interpretação convencional de perfis, o reservatório nos dois poços é falsamente correlacionável. Cabe ressaltar que a feição (envoltória de baixa permeabilidade) é claramente subsísmica e não pode, portanto, ser adequadamente detectada na interpretação sísmica.

Essas seções representam os primeiros resultados qualitativos que subsidiaram o modelo final e é visto no capítulo 9.

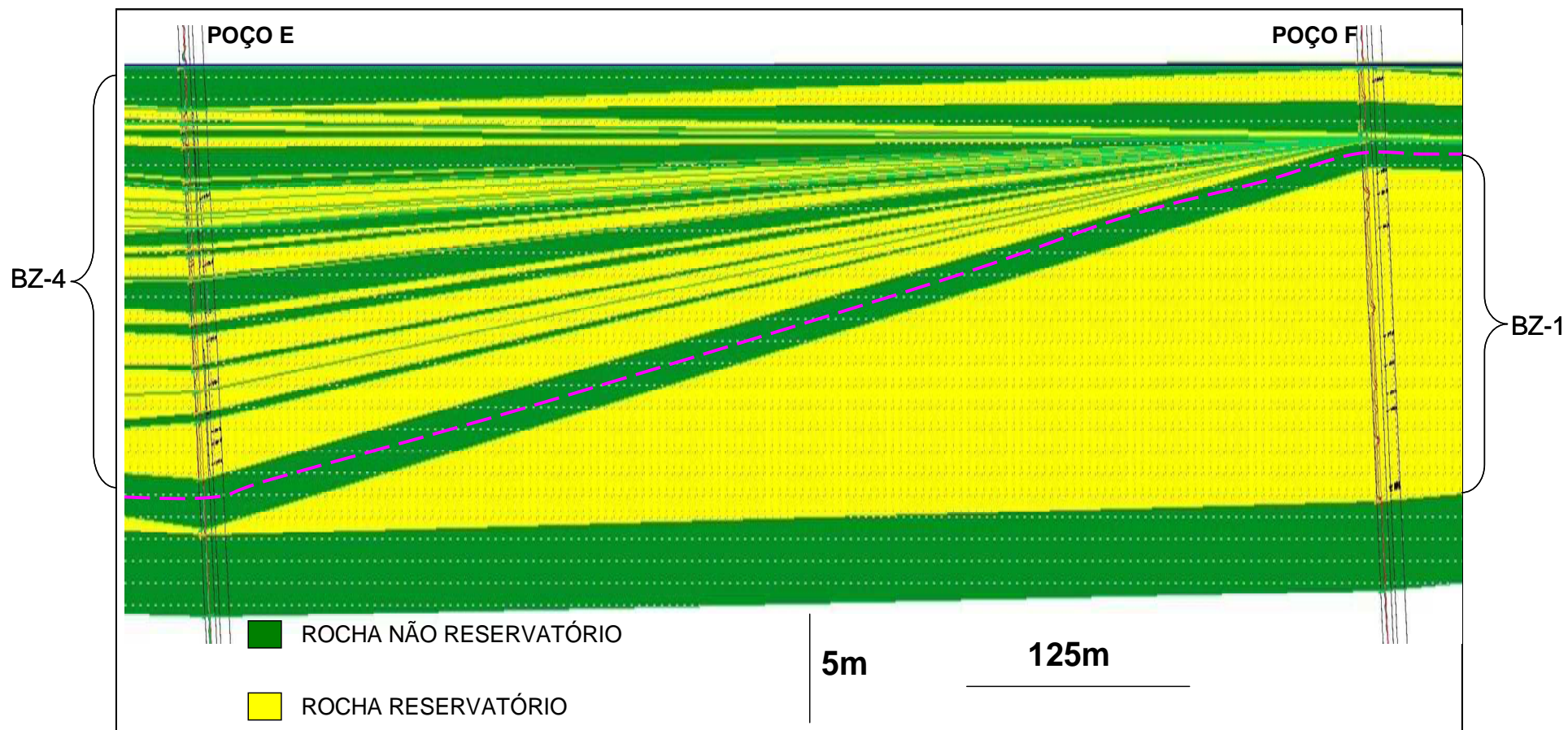


Figura 20- Detalhe da envoltória de baixa permeabilidade, ilustrada pela linha tracejada, que separa o reservatório fortemente intercalado da subzona BZ-4 (poço E) do reservatório homogêneo da subzona BZ-1 (poços F).

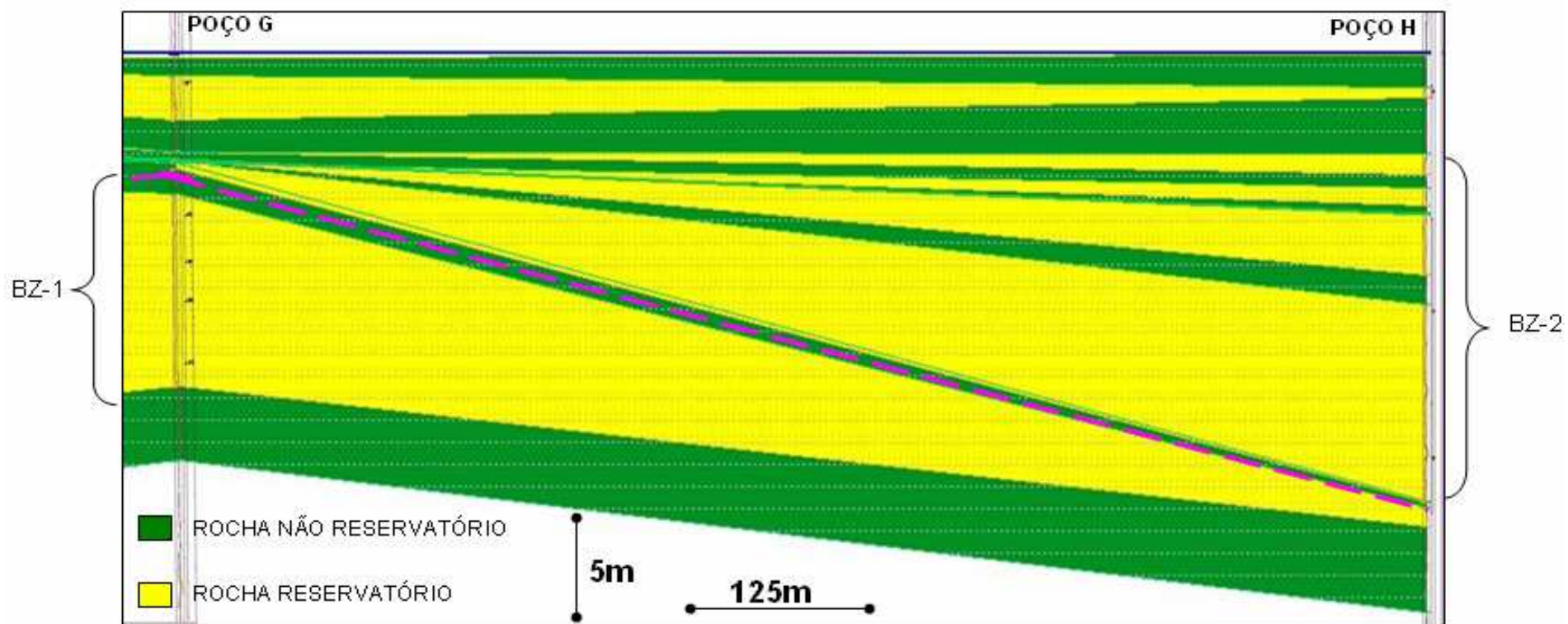


Figura 21 -Detalhe da envoltória de baixa permeabilidade, ilustrada pela linha tracejada, entre os poços G e H.

7.CARACTERÍSTICAS DO MODELO

DEPOSICIONAL

7.1. Introdução

A característica principal do reservatório estudado é a linearidade (a largura é bem menor que sua extensão longitudinal) dos corpos de arenitos depositados ao longo da seção analisada e que, no contexto de deposição turbidítica, está associada a sistemas de canais amalgamados. As análises dos testemunhos bem como as respostas dos perfis corroboram esta interpretação.

Para embasar esta interpretação, foi utilizado para o estudo comparativo um afloramento da Formação Brushy Canyon, que apresenta três características típicas de sistemas de canais amalgamados: as envoltórias de baixa permeabilidade, as barreiras internas de permeabilidade, e as bases de canais.

7.2. Caracterização do modelo deposicional

Quatro sistemas canalizados superpostos (Figura 22) são denotados por superfícies erosivas recobertas por fragmentos de folhelhos, com níveis carbonáticos, sotopostos a corpos arenosos maciços de granulometria muito fina a média observados no testemunho do poço G. Estes fragmentos indicam um ambiente de energia relativamente alta, consistente com uma região de canais.

Segundo Walker (1992), pacotes similares aos observados neste testemunho, ou seja, fragmentos de folhelhos associados à superfície de erosão seguidos de arenito maciço, são associações de fácies que representam um curto evento deposicional, resultado de uma corrente de turbidez.

Tais pacotes se constituem nos depósitos transportados por correntes, logo abaixo da seqüência de Bouma (Reading, 1996), e que precede a decantação dos sedimentos turbidíticos.

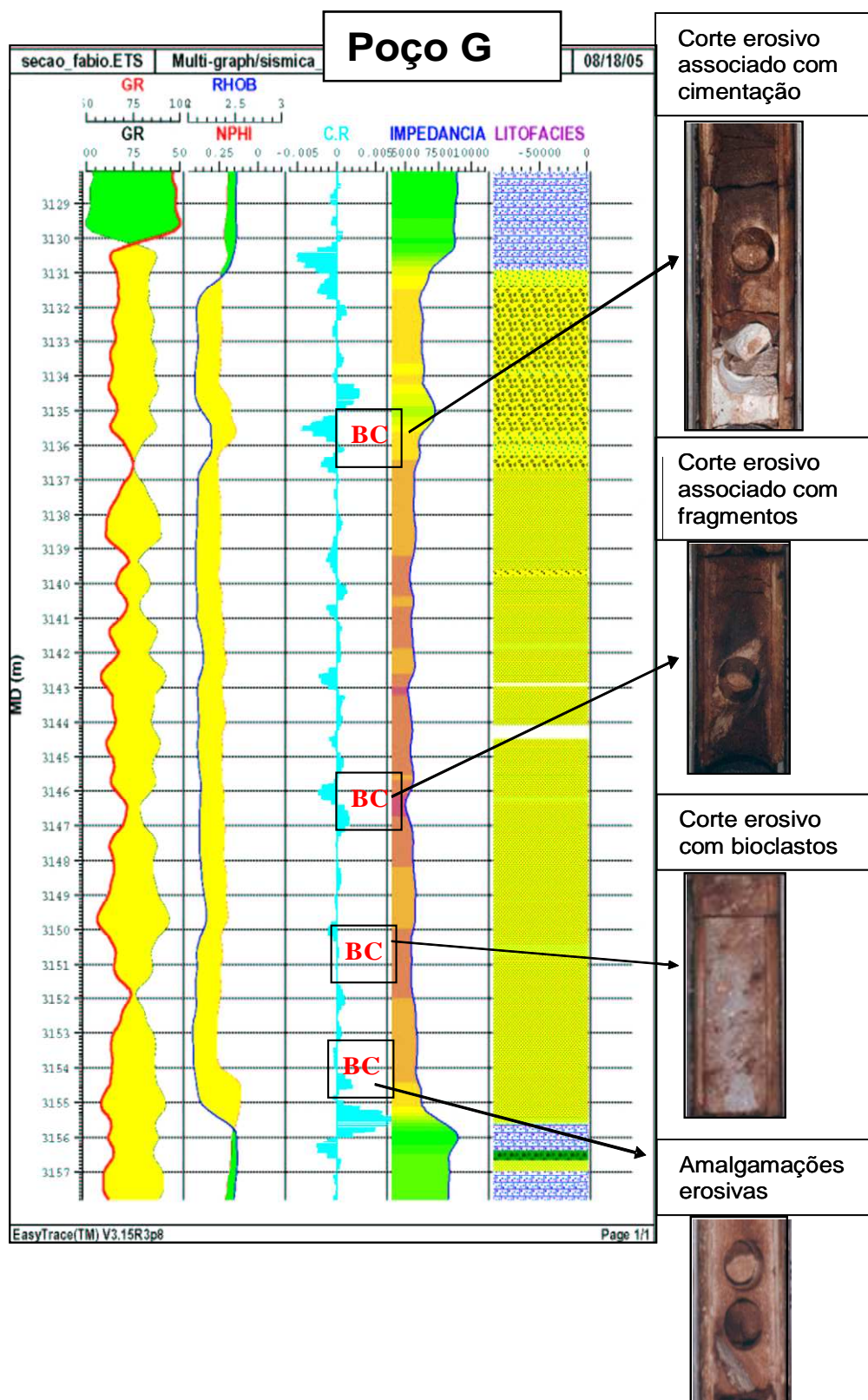


Figura 22 - Detalhe da presença de intraclastos argilosos no testemunho do poço G e algumas características de superfícies de erosão evidenciada pelos cortes erosivos.

7.3. Resultados petrofísicos de testemunho

Através das análises dos *plugs* do poço testemunhado foram extraídos dados de porosidades e permeabilidades. A Figura 23 apresenta os resultados obtidos dos testemunhos e dos perfis.

As porosidades calculadas através de perfis (POR MEDIA) são ligeiramente maiores que as medidas nos *plugs*, sendo que as permeabilidades medidas nos pré-testes (K MEDIA), também são maiores do que as medidas nos *plugs*. Há uma diminuição de porosidade horizontal, medida em *plugs*, nos níveis mais carbonáticos. Estes níveis coincidem com as três feições de base de canal, descritos anteriormente, como pode ser visto na Figura 22.

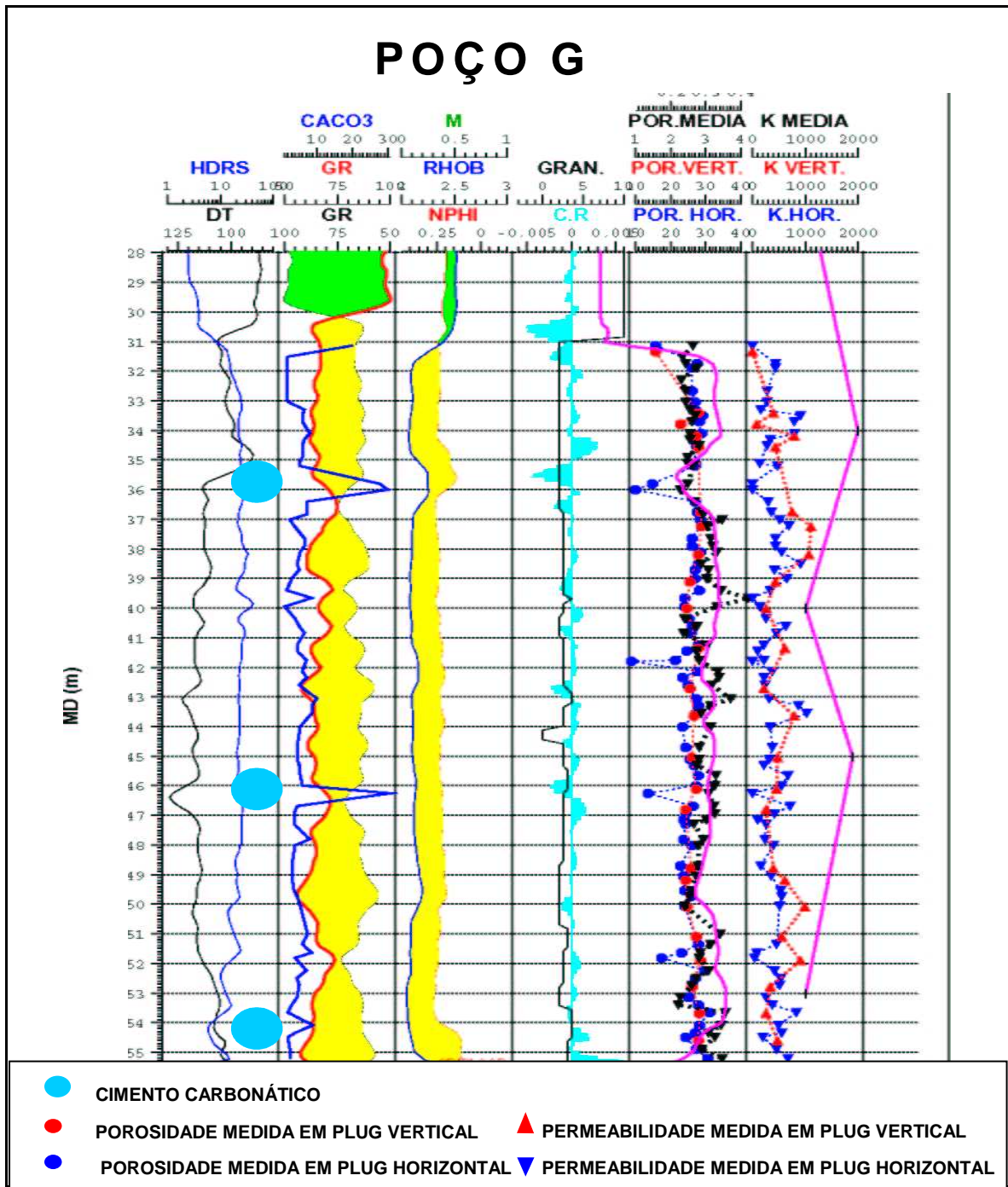


Figura 23 – Comparação dos valores de porosidade e permeabilidades medidas em *plugs* e em perfil, observar os maiores valores das porosidades e permeabilidades (em lilás) medidas em perfis em relação às obtidas em *plug* (em vermelho e azul).

Foram construídos os seguintes gráficos de *cross-plots*: permeabilidade horizontal versus vertical (ambas obtidas em *plugs*), densidade (obtida em perfil) versus as permeabilidades vertical e horizontal (ambas obtidas em *plugs*), e resistividade contra permeabilidades vertical e horizontal. Em nenhum desses *cross-plots* foi detectado correlação (Figura 24).

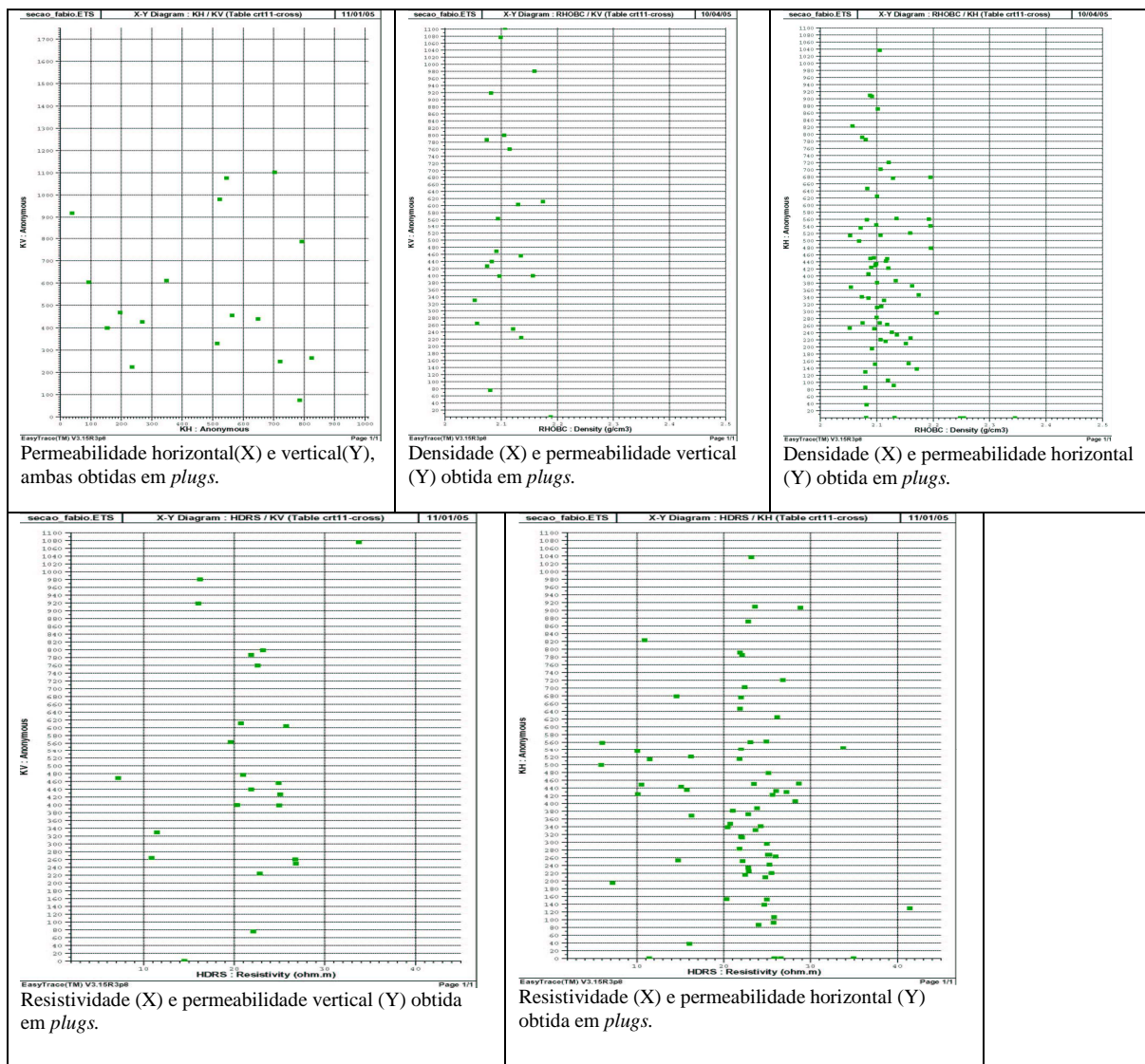


Figura 24- *Cross-plots* onde se observa a baixa correlação entre as curvas, devido a anisotropia do reservatório.

A baixa correlação observada nos *cross-plots* não permite generalizar tais parâmetros petrofísicos com o uso de perfis. Tal resultado pode ser atribuído à anisotropia do reservatório, possivelmente relacionada à presença de barreiras verticais, bem como as diferenças de volume amostral de cada método (direto e indireto).

Certamente, em um corpo de arenitos mais isotrópico esta diferença que se observa entre os resultados obtidos em *plugs* (de pequeno volume) e a informação de maior abrangência não seria tão notável.

7.4. Reconhecimento das características dos canais amalgamados

Os perfis geofísicos integrados ao testemunho do poço G, foram analisados de modo a se verificar feições, como barreiras internas de permeabilidade, as envoltórias de baixa permeabilidade e as bases de canais, análogas às descritas para o afloramento da Formação Brushy Canyon.

Para determinar essas feições, além dos perfis de raios gama, densidade e neutrão foram utilizadas os seguintes dados processados:

- Curva de porosidade, corrigido em relação ao *caliper* e à temperatura;
- Impedância acústica, produto da densidade pela velocidade da onda na rocha, e que reflete variações nas constantes elásticas.
- Coeficiente de reflexão, que evidencia os contrastes de constantes elásticas;

Foram utilizadas escalas convencionais de perfis (densidade de 2 a 3g/cm³, neutrão de -0,15 a 0,45%, porosidade de 0 a 40%, coeficiente de reflexão de -0,006 a 0,006 e a impedância de 4000 a 10000). Os perfis de raios gama foram apresentados com as curvas normais e invertidas e com escalas variadas, de acordo com os valores de cada intervalo estudado.

Como já visto, no estudo dos testemunhos foram reconhecidas quatro bases de canais no poço G (Figura 22) que apresentam assinaturas típicas nos perfis. Nos poços onde não houve testemunhagem, a determinação das bases de canais foi baseada nestas assinaturas.

No testemunho não é observável a envoltória de baixa permeabilidade do reservatório, porém possíveis barreiras internas, representadas pelas bases de canal, e a sucessão de eventos estabelecidos subsidiaram a sua interpretação.

O conceito de evento confere um sentido mais dinâmico à análise do sistema deposicional e implica que todos os sistemas são construídos a partir de relações energéticas (Della Fávera, 2000).

O evento representa uma mudança de energia do sistema que é identificado nos perfis, principalmente de impedância. São reconhecidos pelas inflexões na curva de raios gama, pelos altos valores de impedâncias acústicas e pelos acentuados valores de coeficiente de reflexão.

A metodologia adotada neste trabalho para a caracterização dos eventos e sua classificação, baseada no sistema deposicional análogo, constituem na identificação das seguintes feições:

1) As barreiras internas de permeabilidade podem ser folhelhos ou *lags deposits*. Apresentam um aumento na densidade, variação gradativa nos raios gama e diminuição da porosidade e acentuados valores do coeficiente de reflexão e impedância acústica. Os folhelhos representam eventos com baixa taxa de deposição e são localizadas, não constituindo barreiras significativas de permeabilidade;

2) A base de canal é caracterizada pelo aumento abrupto dos valores de raios gama e acentuados valores do coeficiente de reflexão e impedância acústica. O incremento nos valores de raios gama é atribuído aos fragmentos de folhelhos encontrados nos leitos dos canais e representam uma fase de maior energia do elemento canal; e

3) As envoltórias de baixa permeabilidade são caracterizadas pela presença de altos valores de raios gama, devido a considerável presença de folhelhos e representariam grande evento temporal com baixa taxa de sedimentação. A sua grande extensão proporciona barreiras de permeabilidade expressivas ao nível do reservatório.

O procedimento descrito foi aplicado em cada um dos poços utilizados neste estudo. A identificação das envoltórias de baixa permeabilidade, devido à sua grande extensão lateral, é fundamental para a construção dos modelos em seção, objeto desta dissertação. As bases de canal e, em parte, as barreiras internas de permeabilidade também fornecem subsídios a cerca das condições de contorno adotadas na modelagem.

O poço B (Figura 25) caracteriza-se pela maior ocorrência de folhelhos intercalado com arenitos e não se identifica base de canal. Tais características sugerem a manutenção de sua posição nas bordas de canais, como se observa em sistemas similares (e.g: Wild, Hodgson & Flint 2005). Em contraste, no poço A, os corpos de arenitos são mais homogêneos, com poucas intercalações de finos, indicando a sua posição mais axial em reação ao sistema.

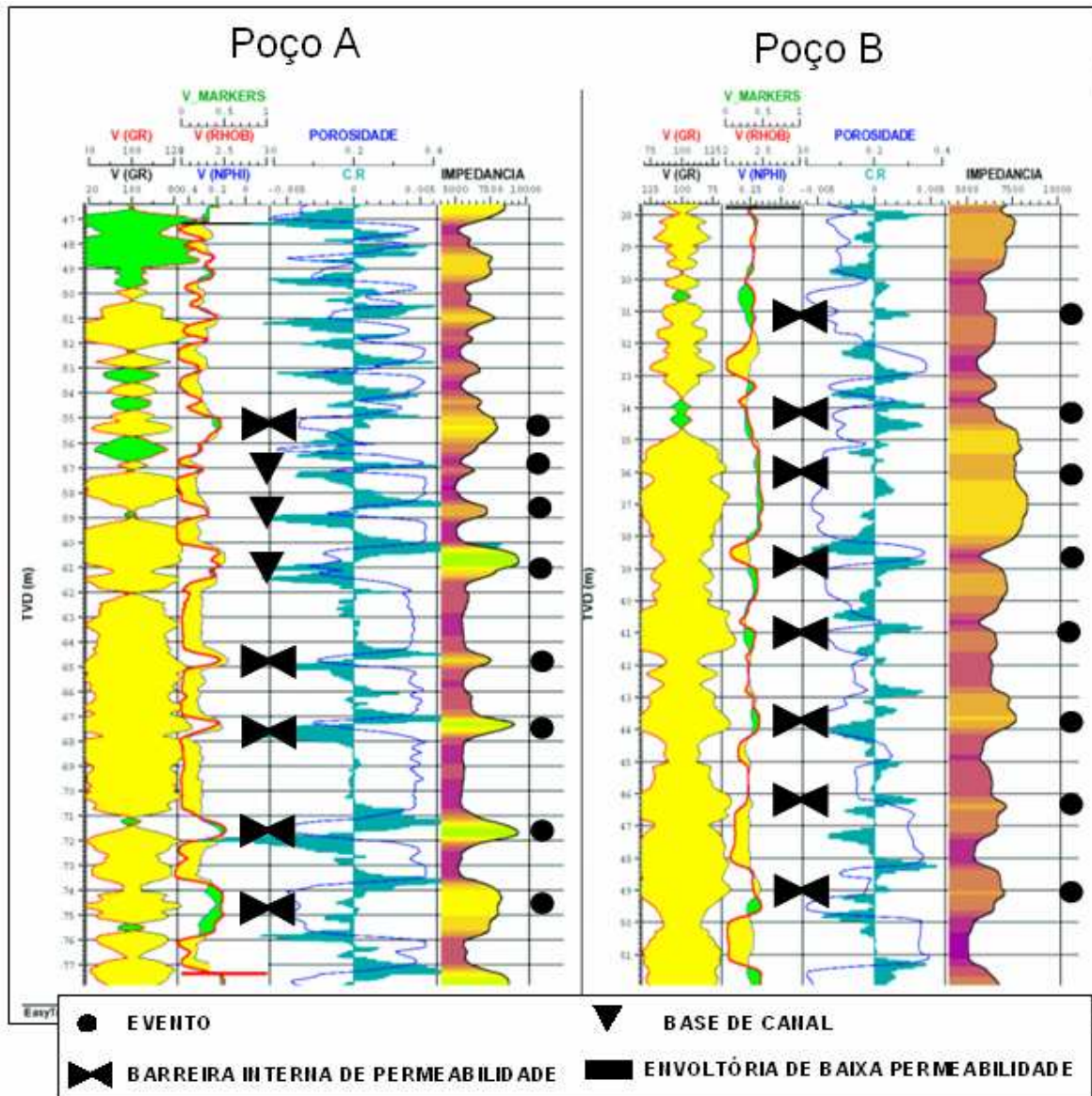


Figura 25-Poço A com características de posição axial e o poço B de posição marginal.

Tais características (expressivo pacote de arenito maciço) se repetem nos poços C e D (Figura 26), que apresentam iguais números de bases de canais e barreiras internas de permeabilidade, e indicam também a posição mais axial destes poços.

Condições similares às observadas em B, ocorrem em E, o que indica uma posição de borda de canal.

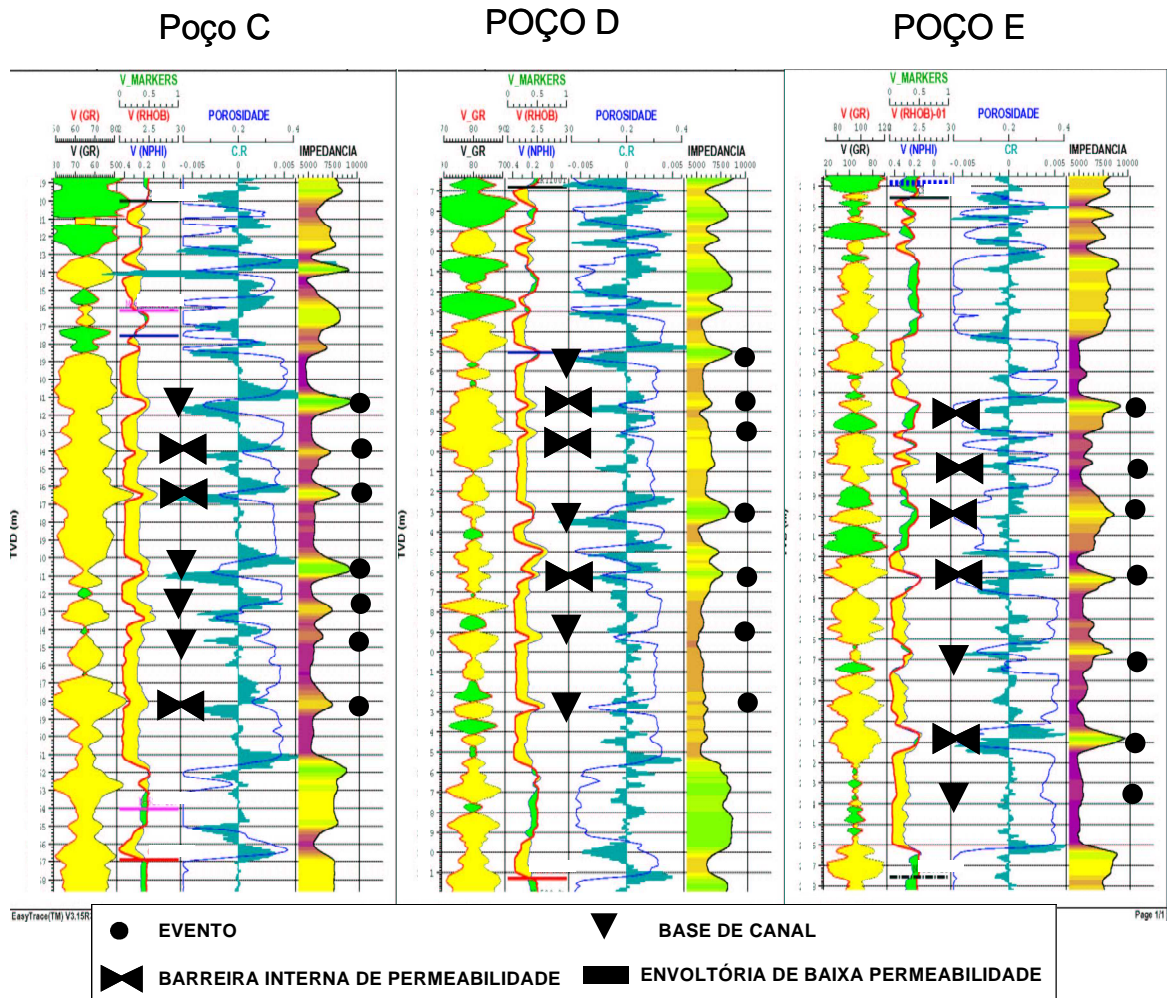


Figura 26 - Os poços C e D, de posição axial, com semelhantes números de bases de canais e barreiras internas de permeabilidade e o poço E de posição marginal, com mais barreiras internas de permeabilidade.

O poço F (Figura 27) apresenta reservatório com maior quantidade de eventos preservados do que o poço G que está na mesma unidade bioestratigráfica (BZ-1). No poço G o reservatório se apresenta mais limpo (baixo valor de *gamma ray*) e com alguns fechamentos (menor porosidade nos perfis densidade e neutrão), provavelmente associado ao cimento carbonático. A ausência de intercalação de finos indica posição axial destes poços.

No poço G, possivelmente devido ao intenso processo de erosão, as barreiras de permeabilidade não foram preservadas. O reservatório neste poço é formado por um pacote mais homogêneo de arenito. Os indícios de erosão podem ser vistos nos testemunhos, onde são encontradas superfícies de erosão e fragmentos de folhelhos e bioclastos, indicando um sistema de alta energia.

Nos poços F e G identifica-se uma envoltória de baixa permeabilidade, na parte superior do reservatório, que se prolonga lateralmente até o poço E (a oeste) e para o poço H (a leste), isolando hidráulicamente os poços F e G dos poços E e H.

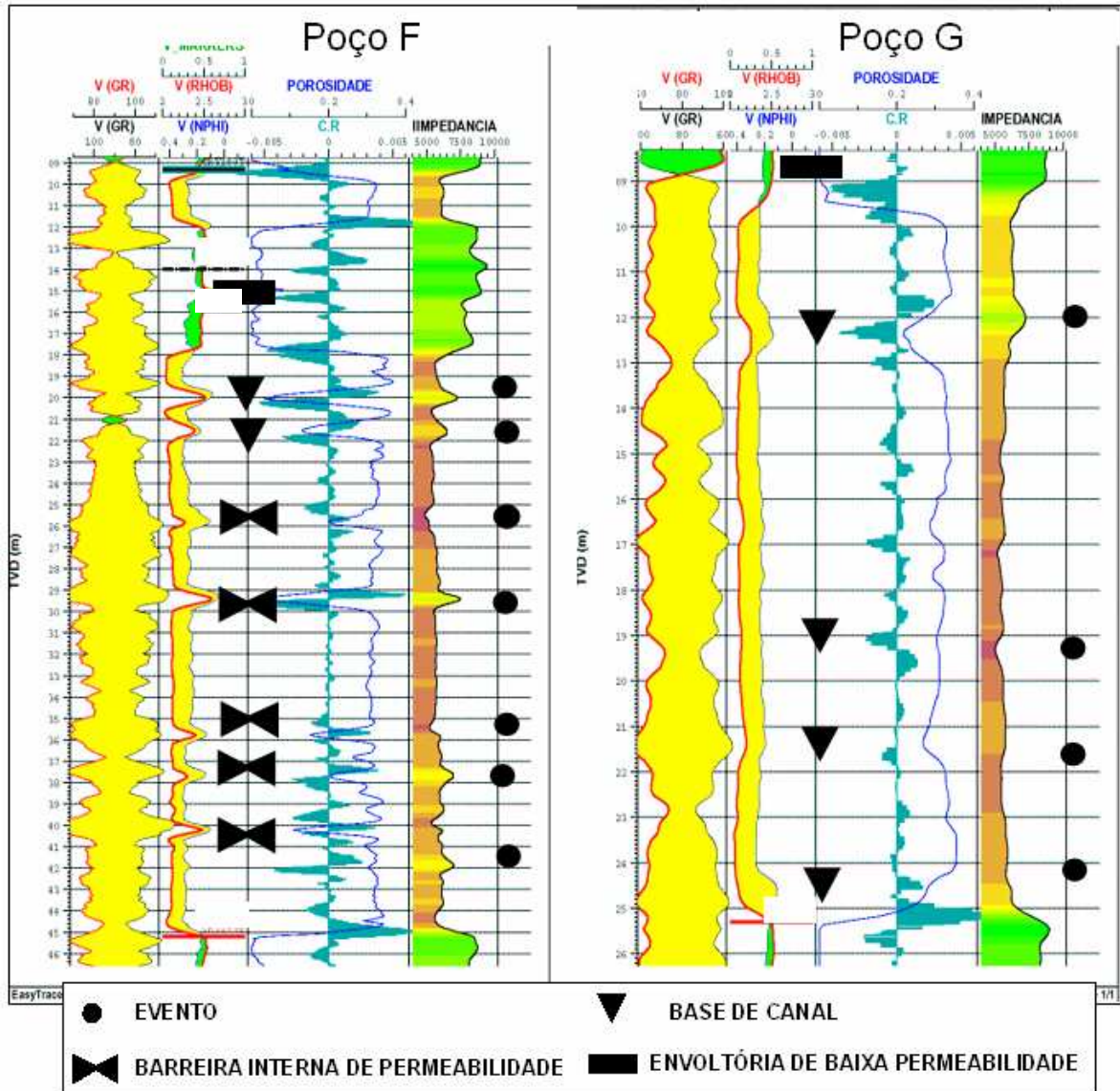


Figura 27 - O poço F apresenta maior quantidade de eventos preservada do que o poço G (ambos em posição axial), possivelmente devido ao intenso processo de erosão neste último.

O poço H se encontra em uma unidade bioestratigráfica diferente dos demais poços (BZ-2) e está isolado desses pela envoltória de baixa permeabilidade identificada no poço G. O reservatório é caracterizado por um pacote de arenito com quatro barreiras internas de permeabilidade e uma base de canal (Figura 28).

POÇO H

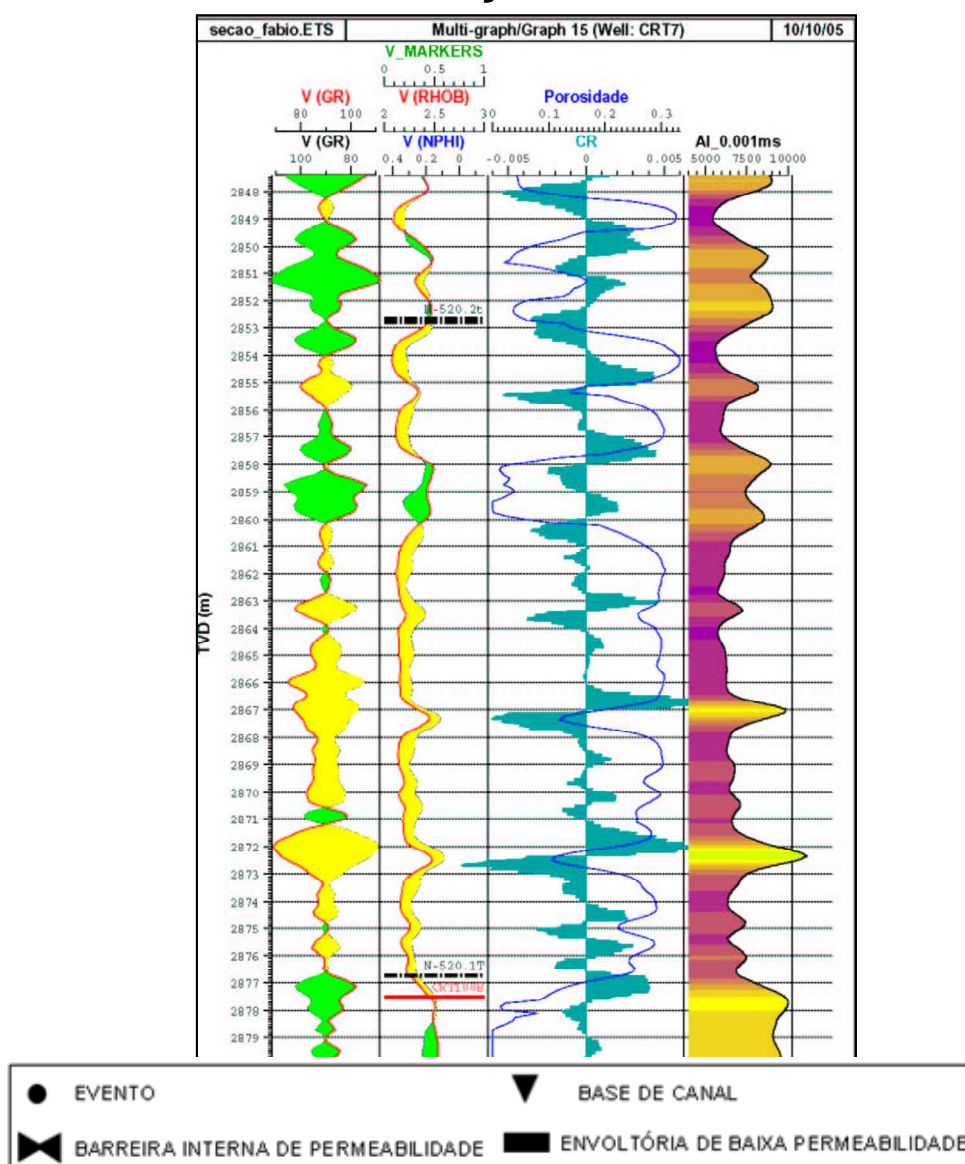


Figura 28 - O poço H se encontra em uma unidade bioestratigráfica diferente dos demais poços, estando isolado dos demais por uma envoltória de baixa permeabilidade.

Na seção estudada, verificam-se comportamentos diversos, permitindo caracterizar dois domínios diferentes (axial e marginal) relacionados às posições dos poços no sistema de canais que originaram o reservatório.

Os poços A, C, D F, G e H, onde o reservatório se apresenta mais homogêneo, com pouca intercalação de folhelho, portanto, com poucas barreiras interna de permeabilidade. Estão em uma posição de eixos de canais ou próximos a eles, principalmente o poço G, onde os processos de erosão foram mais intensos com características (superfícies erosivas) reconhecidas nos testemunhos.

Os poços B e E, ao contrário, apresentam maior intercalação de finos, caracterizando uma posição mais marginal no sistema de canais. Na seção modelada eles se situam próximos as borda dos patamares estruturais (Figura 31).

8. DETERMINAÇÃO DAS ELETROFÁCIES

8.1. Introdução

Os dados de perfis sônico (DT), raios gama (RG), densidade (RHOB) e neutrônico (NPHI) foram utilizados na determinação das porosidades e na determinação das eletrofácies.

A determinação das eletrofácies é baseada nas respostas de perfis que caracterizam propriedades petrofísicas do reservatório. Para o controle de qualidade são correlacionadas as eletrofácies com as rochas descritas no testemunho (Figura 29).

A determinação das eletrofácies foi obtida com a técnica de estatística multivariada numa abordagem não supervisionada. Segundo Bouroche et al. 1980 os métodos de análise estatística multivariada foram desenvolvidos por H. Hotelling que estabeleceu os fundamentos da Análise dos Componentes Principais.

As eletrofácies descrevem agrupamentos de propriedades físicas da formação (fluidos e rochas) que apresentam respostas em perfis geofísicos de poço. Desse modo, as eletrofácies não podem ser correlacionáveis estritamente às litologias, mas sim aos parâmetros petrofísicos que, eventualmente, as caracterizam.

8.2. Metodologia

Para a determinação das eletrofácies foi utilizado o programa EasyTrace® da Beicip Franlab®, com o método de análise de componentes principais (ACP). Os perfis utilizados foram o DT, GR, RHOB, NPHI e DRDN, este último é calculado a partir das curvas de densidade e neutrão e serve para separar rocha reservatório de não reservatório, não teve peso na determinação das eletrofácies como se pode ver na Figura 46, onde a contribuição da densidade atinge os 100%. Foram utilizados um total de 3600 observações nos oito poços da seção em estudo. Os passos para a obtenção das eletrofácies estão no Anexo 2.

A análise das componentes principais é uma técnica de redução da dimensionalidade dos dados (Johnson *et al.*, 1992). Nesta redução, o número de variáveis originais, que reproduzem a variabilidade total do sistema, pode ser reduzido para um número de componentes principais que conseguem reter a maior parte da variabilidade da

população. Deste modo, um conjunto de dados originais formado por N variáveis medidas em M observações é reduzido a um conjunto de L componentes principais relacionadas às mesmas M observações, sendo $L < N$.

8.3. Resultados obtidos

Os resultados mostram que com apenas as 3 componentes principais (componentes F1, F2 e F3) atinge 92% da variabilidade total dos dados (Tabela 4).

Como será discutido na seqüência, a aplicação do procedimento de obtenção de eletrofácies por biozonas, de acordo com a metodologia aplicada no restante do trabalho, não apresentou resultado consistente.

Foram obtidas 4 eletrofácies, classificadas, pela qualidade do reservatório que elas representam, em Boa, Muito Boa, Ótima e Não Reservatório. Na Figura 29 são apresentadas as eletrofácies calculadas para todos os poços, representadas por E.F.

As litofácies, obtidas no testemunho do poço G (Figura 29), são os arenitos maciços fino a médio (AMf/m), arenitos maciços muito fino (AMmf) e arenitos maciços fino a muito fino (AMf/mf), foram utilizadas no controle de qualidade das eletrofácies determinadas. As eletrofácies apresentam boa correlação com as litofácies. A exemplo, a litofácies AMmf, que ocorre em um intervalo restrito no testemunho aparece como uma eletrofácies, indicada pela seta vermelha na Figura 29.

Nota-se também uma boa correlação entre as granulometrias e as eletrofácies, indicada pelas setas azuis. As setas pretas indicam onde a eletrofácies refletem as porosidades. Observa-se a distribuição das eletrofácies com as respostas em perfis para todos os poços da seção (ver Anexo 2, Figura A-2-6)

A boa correlação obtida entre as eletrofácies e as litofácies permitiu a utilização das eletrofácies com o significado de fácies como foram efetivamente descritos no testemunho: os arenitos maciços fino a médio (AMf/m), os arenitos maciços muito fino (AMmf), os arenitos maciços fino a muito fino (AMf/mf) e as rochas não reservatório.

As eletrofácies foram exportadas para o programa RML utilizadas como dados de entrada para a modelagem de alta resolução.

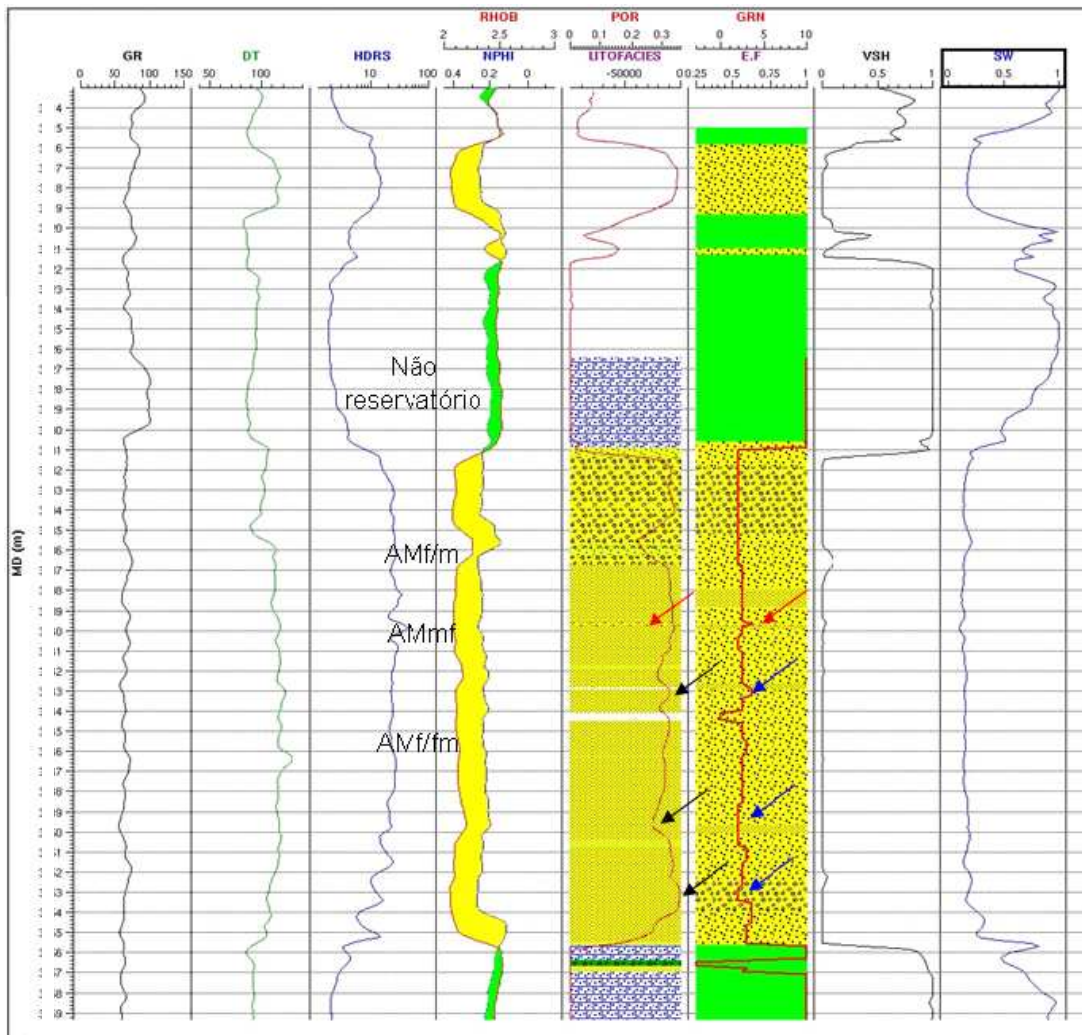


Figura 29 – Observar a boa correlação entre as litofácies (LITOFACIES) e as eletrofácies (E.F). Notar também a correlação entre as E.F e as curvas de porosidades (POR) e de granulometrias (GRN) obtidas em testemunho.

Além das eletrofácies foram obtidas as probabilidades de elas ocorrerem, essas probabilidades são representadas com uma curva na coluna de eletrofácies (Figura 30) com valores de 0 a 1. Quando a probabilidade de ocorrência é baixa, verifica-se se têm consistência os resultados, caso não tenha, é necessário fazer-se a edição. Na edição foram utilizadas além das curvas obtidas em perfis (RHOB E NPHI), algumas calculadas a partir deles, como a argilosidade (vsh), a porosidade (POR) e a saturação (Sw).

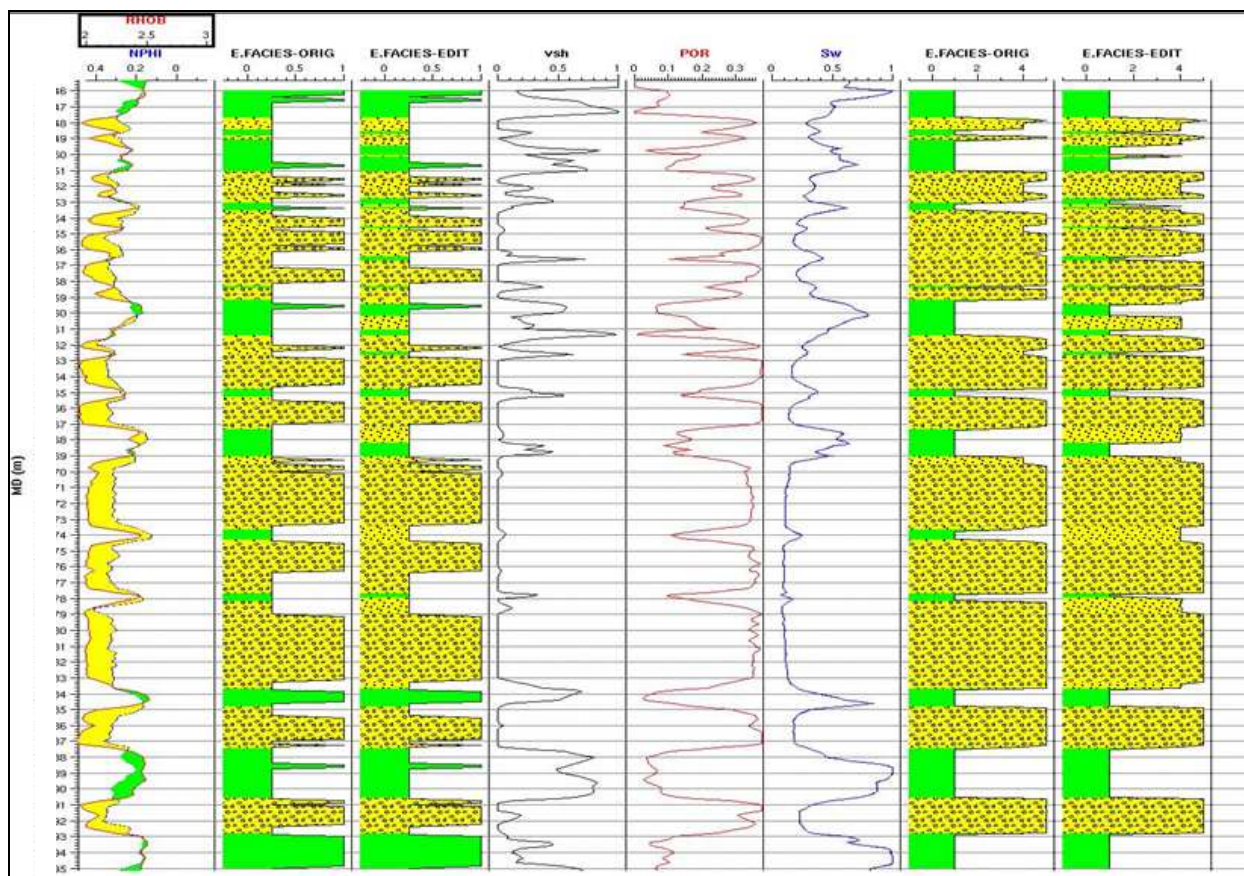


Figura 30 – Observar as curvas utilizadas para a edição das eletrofácies (RHOB, NPHI, VSH, POR e SW). As eletrofácies antes da edição estão na coluna 2 (E.FACIES-ORIG), as eletrofácies após a edição estão e na coluna 3 (E.FACIES-EDIT)

Na figura 30 pode-se também observar as eletrofácies antes (E.FACIES-ORIG) e depois da edição (E.FACIES-EDIT). De um modo geral, apesar do número reduzido de amostragem (3600), as edições não foram significativas.

A Tabela 1 apresenta as rochas descritas em testemunho, suas respectivas eletrofácies (E.F) e a sua qualidade como reservatório.

Litofácies	E.F	Qualidade
Não reservatório	1	Péssima
AMf/mf	4	Boa
AMf/m	5	Ótima
AMmf	6	Muito boa

1– Tabela de litofácies, eletrofácies e qualidade de reservatório.

Inicialmente, tentou-se seguir o procedimento metodológico que se adotou neste trabalho e foram determinadas as eletrofácies para cada uma das três biozonas (Figura 50).

A biozona BZ-1 com 900 amostras. A biozona BZ-2, também com 900 amostras, incluindo dois poços fora da seção, pois, nesta seção, só tem um poço nesta biozona, e a biozona BZ-4 com 2500 amostras. O número de eletrofácies obtidos foi alto, o que prejudicaria a manipulação de tantas variáveis, por isso resolveu-se agrupar todas as biozonas na obtenção de novas eletrofácies. O resultado obtido mostrou consistência com as respostas em perfis (vide Anexo 2) e apresentou uma boa resposta comparada aos dados de testemunho, não comprometendo o resultado final. Possivelmente ao se utilizar a metodologia para o campo todo, com um número maior de poços em cada biozona, se obtenha melhor resultado. Devido à boa resposta obtida, elas foram utilizadas na modelagem.

9. MODELAGEM GEOESTATÍSTICA

9.1. Introdução

O conceito de fácies pode ser definido a partir da conceituação original de Gressly, em 1838, como as propriedades físicas, químicas e biológicas das rochas que, coletivamente, permitem uma descrição objetiva, como também a distinção entre rochas de diferentes tipos (Cross & Homewood, 1997).

De acordo com o descrito por Haldorsen e Damsleth (1990), foi gerada uma modelagem geoestatística utilizando fácies como variável categórica e porosidade como variável contínua.

Para a modelagem geológica utilizou-se a simulação plurigaussiana para as fácies seguindo o postulado por Armstrong *et al.*(2003) e, a partir deste modelo, a simulação gaussiana para a porosidade.

O produto da modelagem foi a seção estrutural passando pelos oito poços estudados (Figura 31), onde são observados o comportamento das camadas reservatório e as suas heterogeneidades (as barreiras internas de permeabilidade e a envoltória de baixa permeabilidade).

9.2. Geração dos modelos

As superfícies deposicionais representadas na seção, foram geradas paralelamente ao topo, de modo a representar o comportamento do sistema deposicional de canais amalgamados do reservatório. Segundo Cosentino (2001), a escolha da correta representação do arcabouço estratigráfico tem grande impacto na fase de modelagem, pois define a arquitetura espacial das unidades deposicionais dentro do reservatório. As terminações em *downlap* (figura 33), foram criadas pelo algoritmo adotado para a geração das superfícies do modelo (paralelas ao topo).

O padrão de terminação de *downlap* em uma escala sísmica é considerado um limite de seqüência (e.g. Emery & Myers, 1996). No caso da seção este padrão provavelmente reflete um limite de eventos deposicionais.

Para a geração das superfícies foi utilizado o pacote comercial Geosurf®, que a partir das nuvens de pontos obtida no aplicativo SeisWorks®, gerou o topo e a base do reservatório e, as superfícies passando pelos marcos biestratigráficos e os marcos de alta

frequência reconhecidos nos poços. A modelagem foi feita no aplicativo Simgrid® que gerou os *grids* e a simulação. A seção simulada abrange três células (de 50m) de largura.

As etapas para a determinação dos modelos, utilizando o processo da simulação, estão descritas no Anexo 3 e foram baseados tanto nas fácies como nas porosidades.

A simulação de fácies foi gerada considerando o sistema deposicional e as fácies obtidas a partir das eletrofácies. A seção simulada de porosidade foi obtida a partir das características de porosidade de cada fácies. Se considerar a distribuição de porosidade do reservatório incluindo alteração pós deposicionais como a cimentação e a diagênese. Ambas as seções foram geradas a partir de modelos numéricos e podem ser utilizadas no simulador de fluxo.

9.2.1 Modelo baseado nas fácies

As etapas, descritas no Anexo 3, podem ser resumidas da seguinte maneira:

- Geração do *grid* (com células de 50m de largura, 50m de comprimento e 0,5m de altura)
- Ajuste das superfícies geradas no Geosurf® ao *grid*.
- Geração das unidades litológicas (*lithounits*).
- Discretização dos poços, no método de transferência foi utilizada a propriedade mais representativa, com a mudança de amostragem de 20 cm para 50 cm.
- Obtenção de curva de proporção vertical (CPV).
- Geração da matriz de proporção pelo método da curva de proporção vertical.
- Geração do experimental (o variograma vertical foi o mais representativo, o horizontal é pouco representativo devido ao pequeno número e as grandes distâncias entre os poços).
- A simulação Plurigaussiana não estacionária (a curva de proporção vertical de fácies varia entre os poços), feita a partir da matriz de proporção.

A seção foi gerada em dois níveis de detalhe. No primeiro foram geradas quatro superfícies correspondentes ao topo e base do reservatório e às biozonas BZ-1 e BZ-2.

No segundo, além das quatro superfícies da primeira fase, foram adicionadas mais três superfícies limitadas pelos marcos de alta frequência. No total, foram geradas sete superfícies com três células de largura.

Na Figura 31, observa-se a modelagem final ao longo dos poços. O comportamento estrutural é condicionado pelo envelope obtido da seção sísmica (Figura 6).

As características de reservatório como descritas no capítulo 7 são preservadas. Os poços A, C, D, F, G e H apresentam reservatório mais homogêneo, com mais arenito e pouca intercalação de folhelho e, conseqüentemente, com poucas barreiras internas de permeabilidade. Estes poços representam depósitos de calha de canal tanto na sua região axial como mais próximas às suas bordas.

Os poços B e E apresentam características típicas de margem de canais, com ocorrência de intercalação de folhelho e, portanto, com barreiras internas de permeabilidade. Na seção modelada, eles se situam próximos às bordas dos patamares estruturais (Figura 31).

Na Figura 32, observa-se o resultado da primeira seção, composta por quatro superfícies, que apresenta uma resolução menor do que a obtida com sete superfícies (Figura 33). Nesta última nota-se a ocorrência de terminação em *downlap* que reflete o método de geração de superfície utilizado e o comportamento do sistema deposicional adotado. Na seção de maior resolução, o poço G apresenta reservatório mais desenvolvido do que na seção de menor resolução, corroborando o observado efetivamente no poço (Figura 27).

Nos poços F e G se nota a envoltória de baixa permeabilidade que se estende até os poços E (a oeste) e H (a leste). Esta envoltória, representada pelas linhas tracejadas (Figura 34), isola hidraulicamente o poço E do poço F, e o poço G do poço H. Deste modo, o reservatório em E não está comunicado com o reservatório do poço F e, da mesma forma, o reservatório do poço G não está comunicado com o reservatório do poço H (Figura 35), como se observa nas pressões da Figura 5.

A descontinuidade encontrada na seção segue a Lei da Correlação de Walther (1893, *apud* Walker, 1984), segundo a qual, em uma sucessão vertical, uma passagem gradacional entre duas fácies sugere que elas estão associadas, tendo sido geradas em ambientes deposicionais lateralmente contíguos, ao passo que um contato abrupto ou erosivo pode indicar intervalos de não deposição ou mudanças significativas no ambiente deposicional.

Na seção em estudo, o contato abrupto é notado entre os poços E e F, onde o reservatório que ocorre em F de idade BZ-1, não ocorre em E, que apresenta reservatório na biozona BZ-4. Da mesma forma, outro contato abrupto é notado entre os poços G e H, onde o reservatório que ocorre no poço H, de idade BZ-2, não ocorre no poço G, que apresenta reservatório na biozona BZ-1.

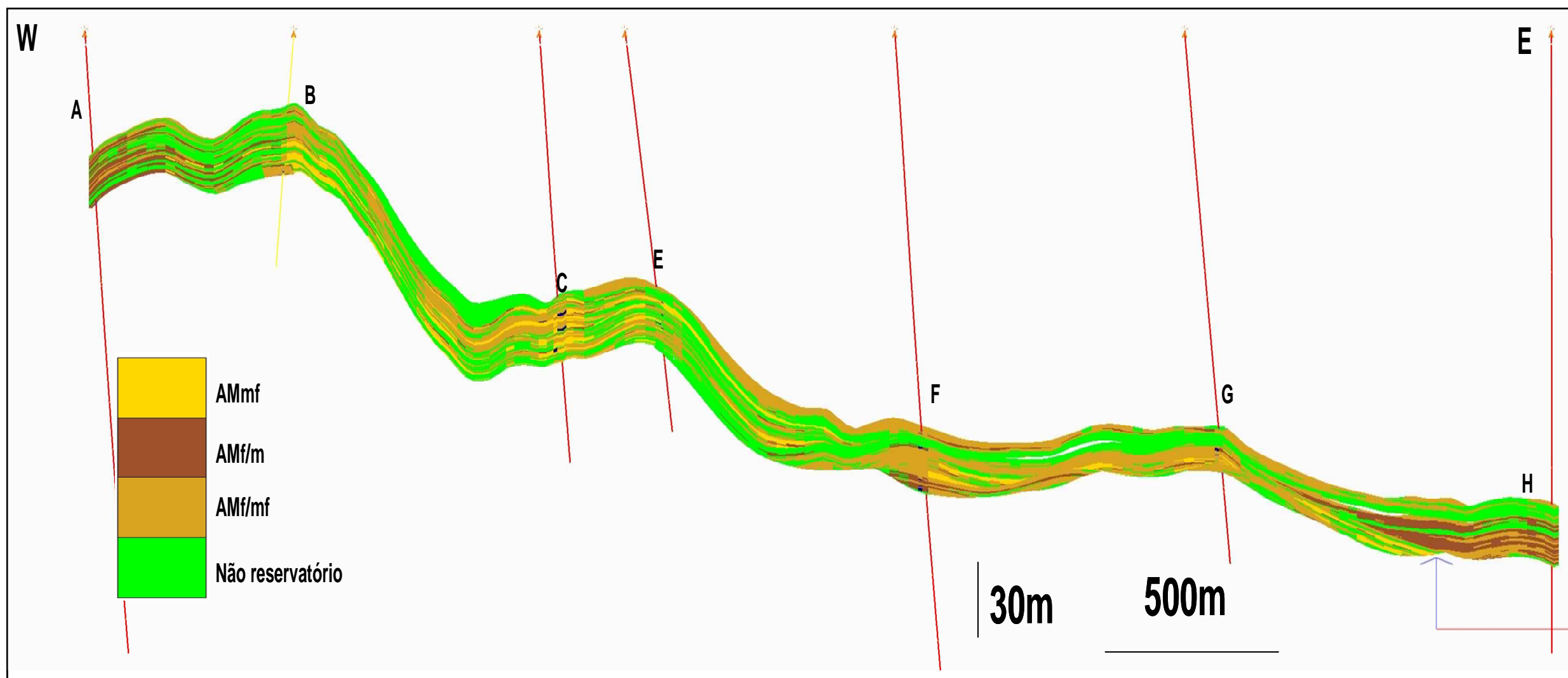


Figura 31 - Seção estrutural modelada de fácies ao longo dos oito poços, condicionado pelo envelope sísmico (Figura 6). Os poços B e E que apresentam maior intercalação de folhelhos, se encontram próximos às bordas. Observar as terminações dos corpos areníticos e as superposições laterais.

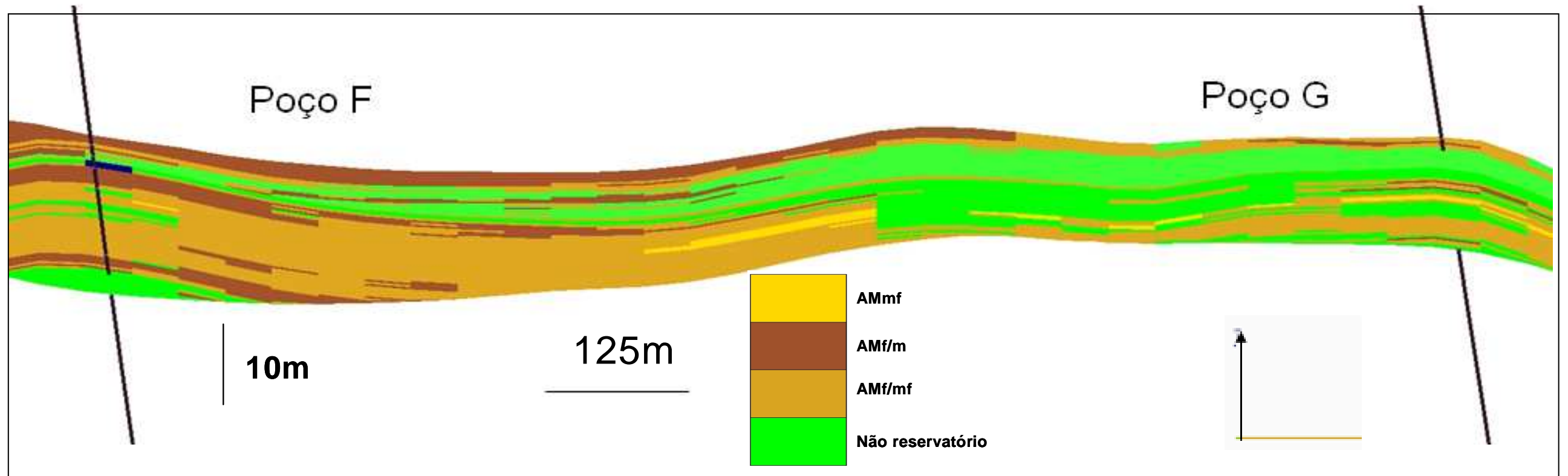


Figura 32 - Seção estrutural feita utilizando 4 superfícies apresentando menor resolução do que as geradas com 7 superfícies da Figura 33

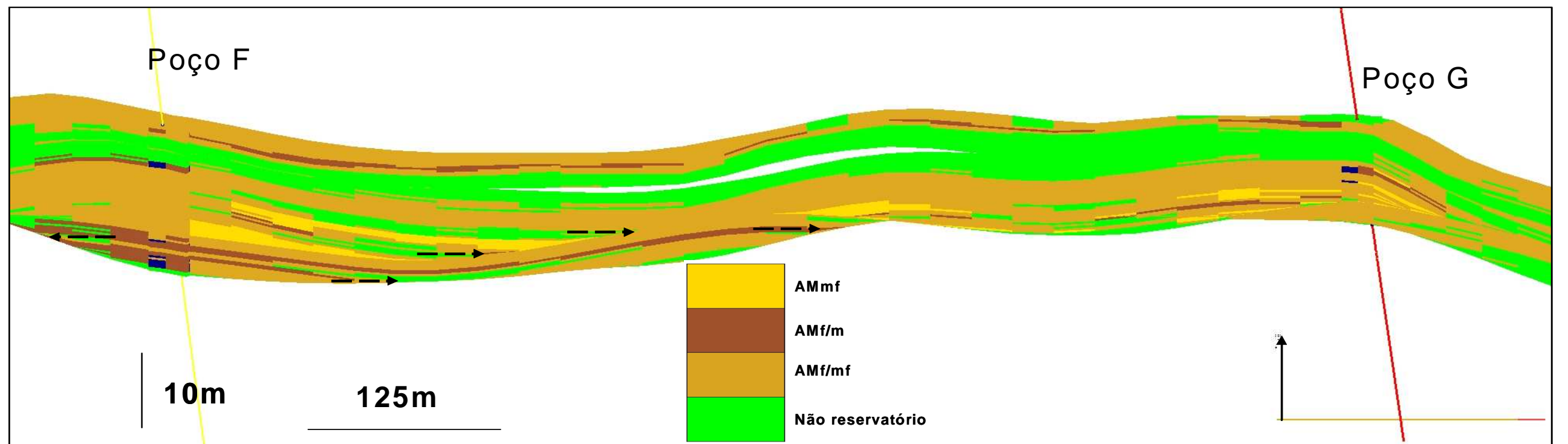


Figura 33 – Seção estrutural feita utilizando 7 superfícies, notar a melhor resolução das camadas em relação à formada com 4 superfícies (Figura 32) e as setas indicando as terminações em downlaps.

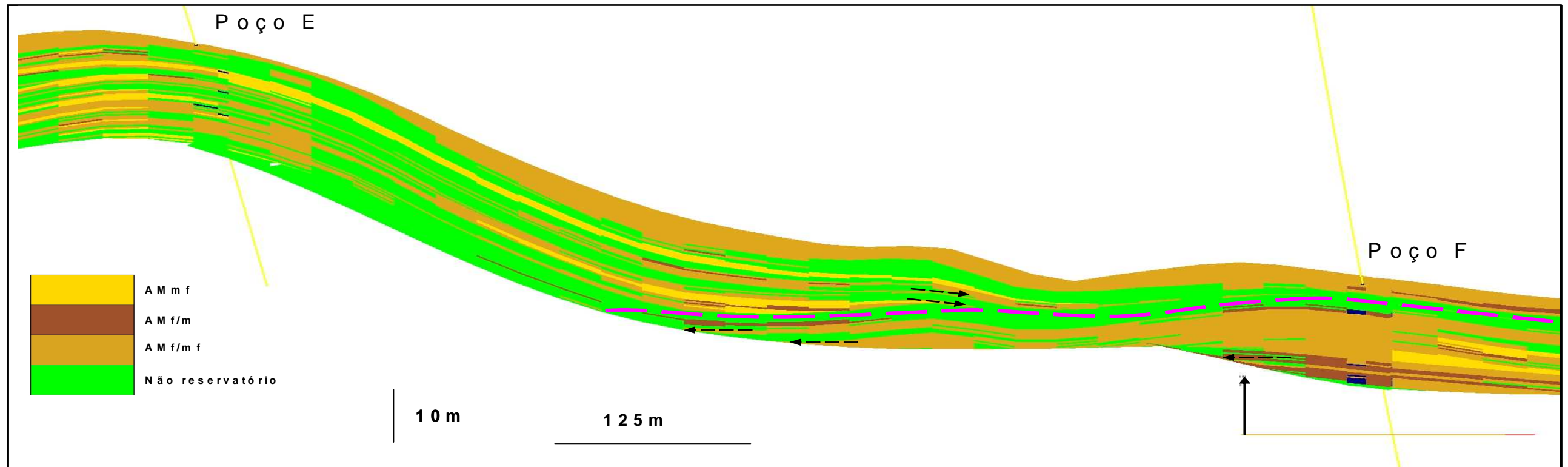


Figura 34 Seção estrutural entre os poços E e F, onde se observa a envoltória de baixa permeabilidade, representada pela linha tracejada, que impede a comunicação hidráulica entre esses os dois poços.

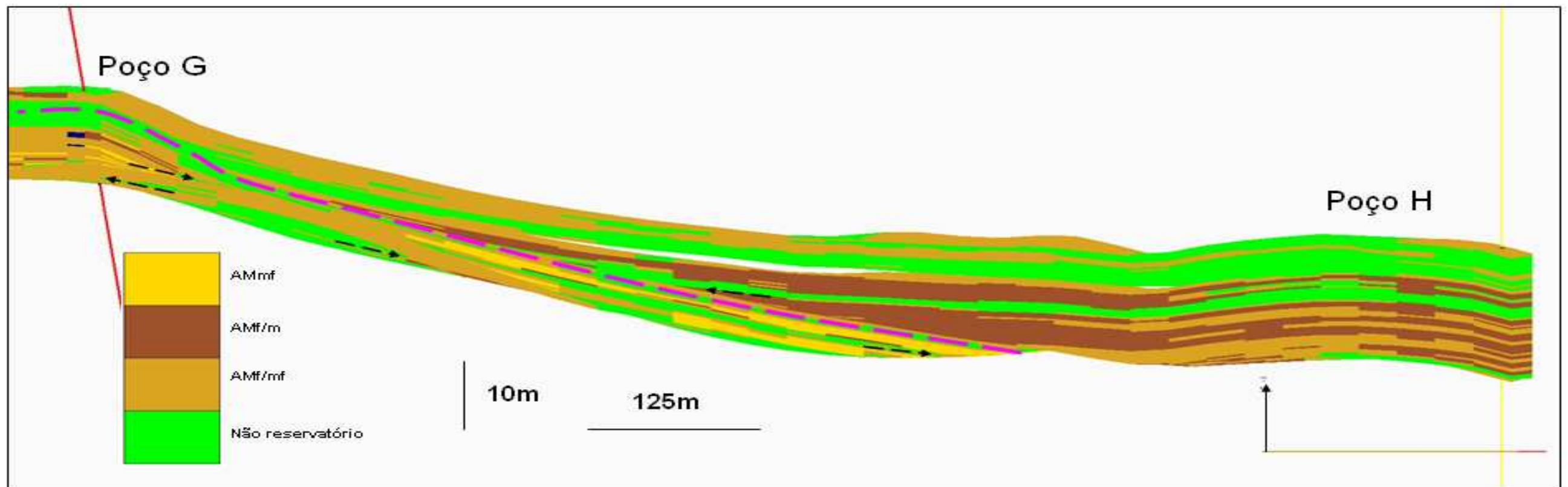


Figura 35- Seção estrutural entre os poços G e H, onde se observa a envoltória de baixa permeabilidade, representada pela linha tracejada, que impede a comunicação hidráulica entre esses os dois poços.

9.2.1 Modelo baseado nas porosidades

Os dados de porosidade foram obtidos a partir do perfil de densidade e foram corrigidos em relação ao diâmetro do poço e temperatura. Os dados de porosidade, da mesma forma que os dados de perfis, foram discretizados, o seu valor médio foi utilizado como método de transferência.

Da mesma forma que na modelagem das fácies, foi gerada a seção com duas resoluções diferentes. Na primeira foram geradas quatro superfícies, na segunda, além das quatro superfícies, foram geradas mais três que passavam pelos marcos de alta frequência. Os *grids* apresentam as mesmas dimensões da modelagem de fácies.

A definição do modelo petrofísico utiliza como arcabouço o resultado da simulação de fácies e foi utilizada a simulação gaussiana, como sugere Sahin e Al-Salem (2001).

O comportamento estrutural do modelo de porosidade (Figura 36), pelo fato de ser originado do modelo de fácies, também representa o comportamento obtido na sísmica (Figuras 31 e 7 respectivamente).

Da mesma forma que na seção de fácies, os poços A, C, D, F, G e H apresentam reservatório mais homogêneo, com valores maiores de porosidades (em tons avermelhados), como pode ser visto na Figura 36. Apresentam também pouca intercalação de baixa porosidade (folhelho) com poucas barreiras interna de permeabilidade (em tons azuis). Os poços B e E apresentam domínio de baixa porosidade (barreiras internas de permeabilidade) associado aos depósitos de margem de canal.

Similarmente ao aplicado nos modelos baseados em fácies, foram gerados duas seções: a primeira (Figura 37), com menor resolução baseada em 4 superfícies e a segunda (Figura 38) mais detalhada, com a utilização das 7 superfícies definidas neste trabalho.

Novamente foi adotada a geração das superfícies paralelas ao topo honrando as terminações em *downlap*, indicadas pelas setas (Figura 38).

Como no modelo de fácies nos poços F e G se encontram um domínio de baixa permeabilidade, denominado de envoltória de baixa permeabilidade, que se estende até os poços E (a oeste) e H (a leste). Esta envoltória é representada pelas linhas tracejadas que isola hidráulicamente os poços E do poço F (Figura 39) e o poço G do poço H (Figura 40).

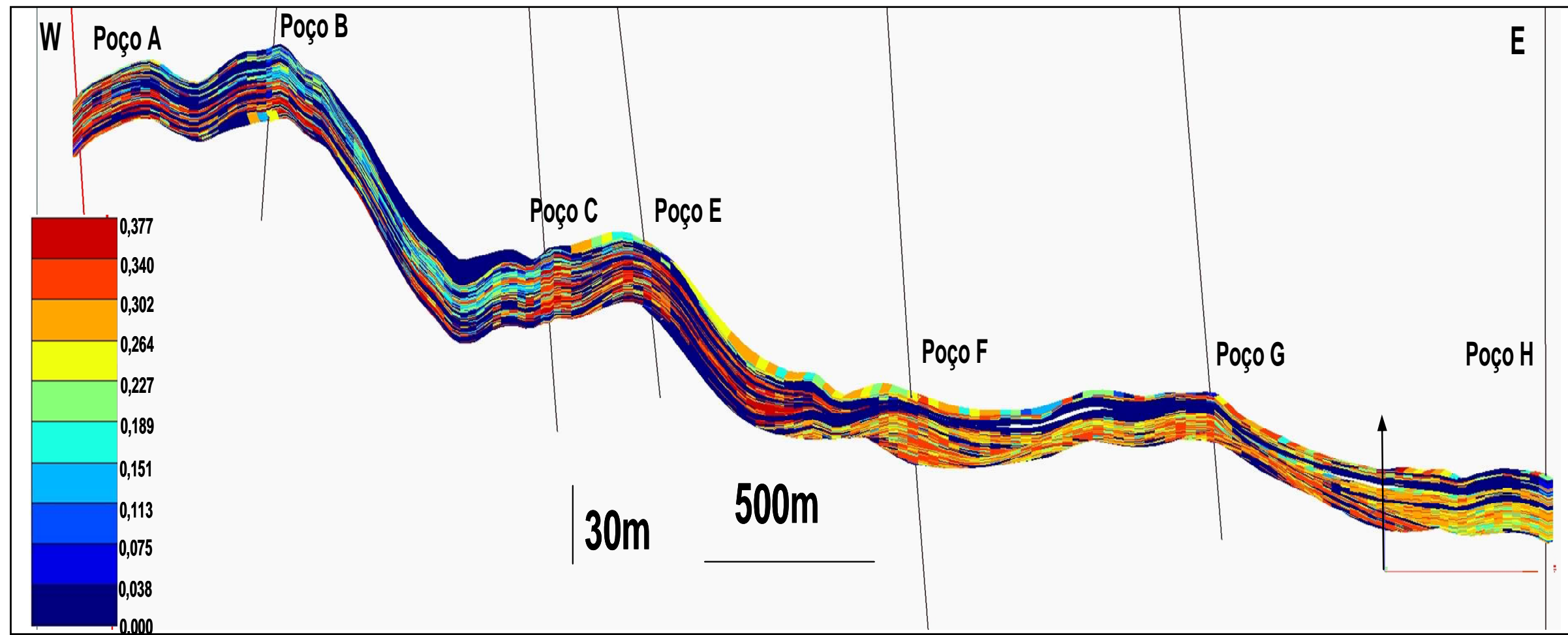


Figura 36- Seção estrutural mostrando a distribuição das porosidades obtidas com a modelagem geoestatística ao longo dos oito poços.

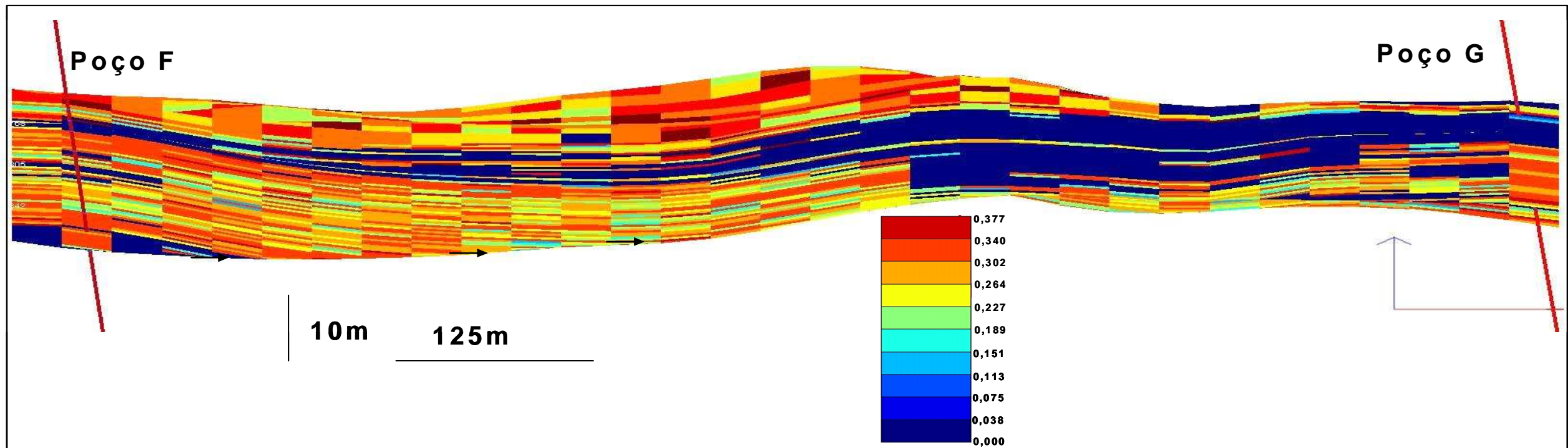


Figura 37 – Seção estrutural feita utilizando 4 superfícies apresentando menor resolução do que as geradas com as 7 superfícies da Figura 38.

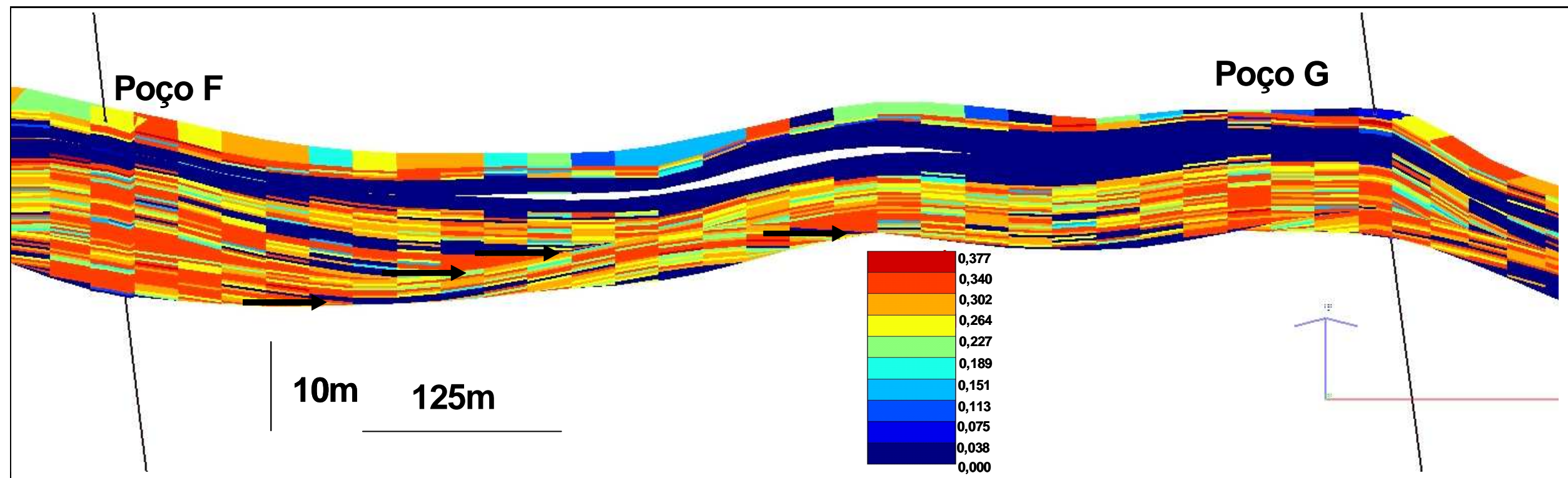


Figura 38 – Seção estrutural feita utilizando 7 superfícies, notar a melhor resolução das camadas em relação à formada com 4 superfícies (Figura 37), e as setas indicando as terminações em *downlaps*.

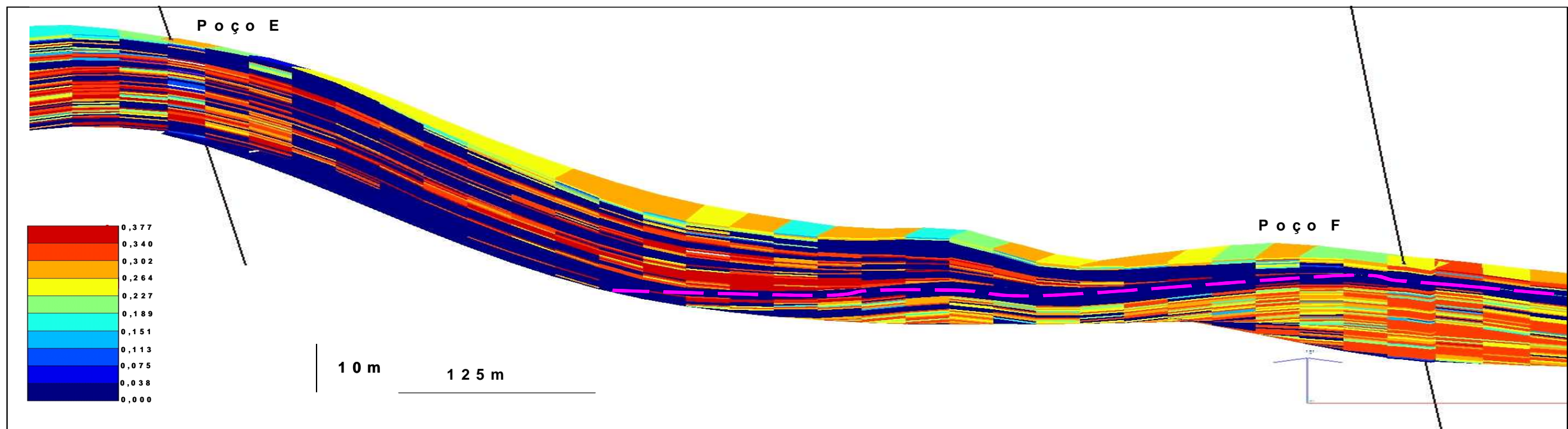


Figura 39 – Seção estrutural entre os poços E e F, onde aparece o domínio de baixa porosidade representado pela linha tracejada, que impede a comunicação hidráulica entre os dois poços

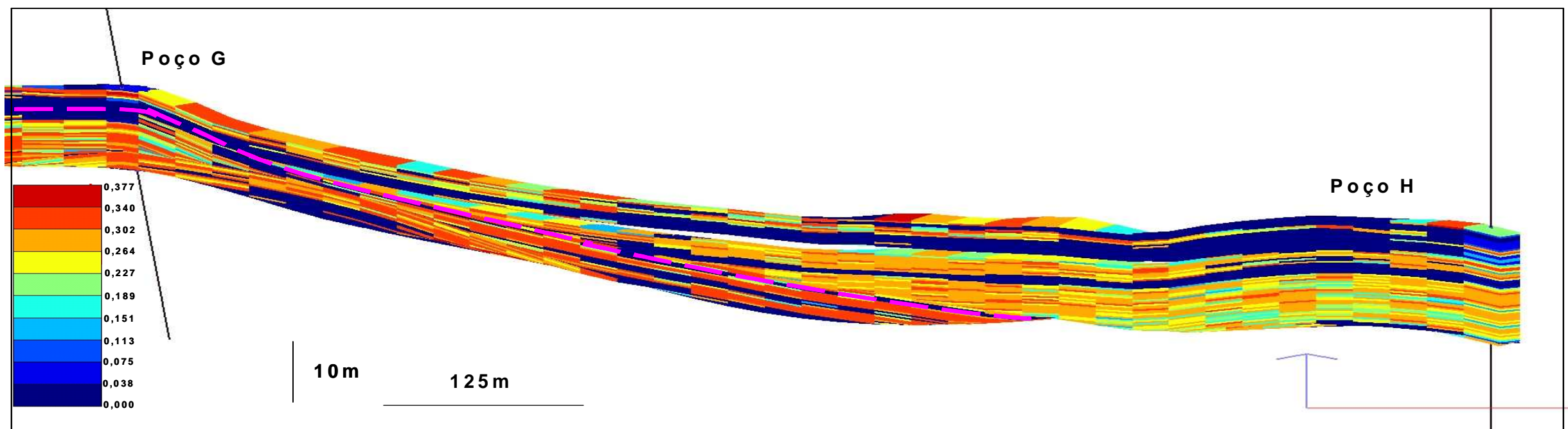


Figura 40- Seção estrutural entre os poços G e H, onde aparece o domínio de baixa porosidade representado pela linha tracejada que impede a comunicação hidráulica entre os dois poços.

10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O modelo geológico proposto neste trabalho integra, em um modelo conciso, dados advindos de diversas áreas importantes para o estudo do reservatório: sísmica, descrições geológicas de amostras e testemunhos, bioestratigrafia, aquisição geofísica de poço; monitoramento de pressões.

Os dados sísmicos proporcionaram apenas o mapeamento do envelope (topo e base) que delimita o reservatório, devido a sua pouca espessura, na discriminação dos pacotes internos, foram utilizados os perfis geofísicos de poço, que apresentam uma maior resolução vertical, dados bioestratigráficos e de pressão do reservatório.

O conhecimento sobre as rochas perfuradas, obtido pelas amostras de calha e, principalmente, pelos testemunhos, permitiu o estudo bioestratigráfico e de fácies. A distribuição de rochas (reservatório e não reservatório) é fundamental para delimitar unidades de fluxos e heterogeneidades internas, como também o conhecimento da distribuição de pressões, que mostrou coerência com a divisão derivada da bioestratigrafia.

Neste estudo, adotou-se como análogo a Formação Brushy Canyon, pois replica adequadamente as características de canais amalgamados do reservatório. O tratamento dos dados de perfis auxiliou no reconhecimento de características análogas encontradas nos poços, evidenciando as barreiras internas de permeabilidade, as bases de canais e a envoltória de baixa permeabilidade, similares às descritas em afloramento da Formação Brushy Canyon.

A utilização dos marcos de alta frequência foi fundamental na delimitação de pacotes cronocorrelatos de rochas reservatório e não-reservatório, e no estabelecimento do arcabouço estratigráfico de alta resolução utilizado na simulação geoestatística de fácies e de porosidades.

Neste trabalho, foi empregado. O conceito de *down-scaling* como proposto por Hurst (2000). Inicialmente estabeleceu-se como condição de contorno o envelope derivados da sísmica, e, sucessivamente, o modelo foi sendo refinado através do uso dos marcos bioestratigráficos e marcos de alta frequência. Apenas na discretização dos poços aplicou-se o *up-scaling*.

As eletrofácies obtidas apresentaram boa correlação com as litofácies descritas nos testemunhos e foram utilizadas como dados de entrada para a modelagem

A determinação de eletrofácies não apresenta o mesmo nível de detalhe dos marcos de alta frequência devido à baixa densidade de amostras (poucos poços e reservatório pouco espesso). Certamente em casos com maior população amostral (maior número de poços e/ou reservatório mais espesso) pode-se aplicar o mesmo detalhamento.

Para a modelagem geológica utilizou-se como técnica geoestatística a simulação plurigaussiana para as fácies, pois estas apresentam variações em duas direções a vertical e a horizontal, esta simulação responde bem ao depósitos não seqüenciais, utilizando uma relação de contatos definida de acordo com o modelo geológico, podendo empregar dois variogramas e que possibilita obter simulação de diagenesis, erosões, etc. O resultado obtido é satisfatório pois honra o modelo geológico na disposição das litofácies e no comportamento estrutural. Com base no modelo obtido, utilizou-se a simulação gaussiana para as porosidades, pois esta, somente sofre variação na vertical.

Como resultados finais foram geradas seções ao longo de oito poços, representando a simulação de fácies e a simulação de porosidade, ambas com dois níveis de resolução. Na seção com detalhe menor foram utilizados apenas os marcos bioestratigráficos principais, no total de 4 superfícies. Na seção com resolução maior foram utilizados além dos marcos bioestratigráficos mais 3 marcos de alta frequência.

Na modelagem foi adotada a geração das superfícies paralelas ao topo, porque é a que melhor representa o modelo de canais amalgamados do reservatório que honra os *downlaps*.

O comportamento estrutural observado nas seções é consistente com a interpretação sísmica, destacando-se uma envoltória de baixa permeabilidade na sua parte leste que forma barreiras significativas ao fluxo. As seções obtidas pelo modelo 2D fornecem informações que auxiliam a compreensão dos resultados obtidos nos poços na fase de produção e indicam o comportamento estrutural das camadas. O modelo permite avaliar as trajetórias preferenciais de fluxo do óleo ou do fluido de injeção e, conseqüentemente, fornece informações que auxiliam na interpretação dos resultados de produção dos poços, bem como na locação de poços *infill drilling* (produtores ou injetores), caso haja a necessidade de mudança na estratégia de produção.

O modelo obtido apresenta um detalhamento maior do que o usual utilizado no gerenciamento do reservatório é útil na identificação de camadas com pouca espessura que influenciam o fluxo de óleo, e que são desconsideradas nas análises convencionais. Na sua aplicação como modelo dinâmico, salienta-se a necessidade de atualizar as informações de

produção, de maneira a garantir sua consistência com os dados monitorados e sua utilização de modo eficaz no gerenciamento de reservatório.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARMSTRONG, M; ESCHARD, R.; GALLI, A.; LE LOC'H, G.; ROTH, C.1998.Short course on plurigaussian simulations in mining and petroleum.Fontainebleau: Center de Geoestatistique, 45p.
- BEICIP-FRANLAB, PETROLEUM CONSULTANTS, 1997. Heresim 3^aed v4. 0 User's Guide. Rueil Malmaison.
- BEICIP-FRANLAB, EASYTRACE 1999.Advaced log processing and editing - IFP-Beicip Franlab.
- BEUCHER, H.; GALLI, A.;LE LOC'H, G. DOLIGEZ, B.; RAVEVENNE, C.1994.Including a regional trend in reservoir modeling using the truncated gaussian method. In: SOARES, A. (Ed.).Geoestatistic Troia'92. Dordrecht: Kluwe Academic Press. p. 555-566.
- BOUROCHE, J.M. & SAPOTA, G.1980. Análise de dados. Zahar Editores, 116p.
- BROWN JR., L.F. & FICHER, W.L. 1980.Seismic-stratigraphic, Interpretation of depositional system and its role in Petroleum Exploration., AAPG. Part I, 65p.
- CARMINATTI, M., et al.1995.Relatório de progresso. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. DISUL. SECAMP.
- COSETINO, L. 2001. Integrate Reservoir Studies. Paris, Institute Francais du petrole publications, Ed TECHNIP, 304p.
- CROSS, T.A. & HOMEWOOD, P.W.1997 - Amanz Gressly's role in founding modern stratigraphy.Geological Society of America Bulletin, 109(12), 1617-1630.
- DAVIS, C.J., 1986. Statistic and Data Analysis in Geology.2^a ed. New York, John Wiley & Son, 646p.
- DELLA FÁVERA, J. C. 2001. Fundamentos de estratigrafia Moderna. Rio de Janeiro, EdUERJ, 263p.
- DOVETON, J. H.1994. Geologic Log Analysis Using Computer Methods. AAPG, Tulsa ,169p.

- DOWD, P.A.; PARDO-IGÚZQUIZA, E.; XU, C.2003. Plurigau: a computer program for simulation spatial facies using the truncated plurigaussian method. *Computer and Geosciences*, v. 29, p. 123-141.
- DUBRULE, O. 1998. Geoestatistic In *Petroleum Geology*. AAPG, Tulsa, Continuing Education Course Note Series; 38.
- EMERY, D. & MYERS, K. 1996. *Sequence Stratigraphy*. Oxford, Blackwell Scientific Company, 297 p.
- FERREIRA J. CASTRO P.T.A. Associação vertical de fácies e análise de elementos arquiteturais: concepções concorrentes e complementares na caracterização de ambientes aluviais- <http://e-terra.geopor.pt/artigos/pfjr/texto.html>- Publicado em 12-Setembro-2001 / Published 12 September 2001
- GARDNER, M. 2001. Colorado school of Mines, Slope and Basin Consortium, Seventh Annual Field Conference to Permian Brushy Canyon Formation. Texas, 89 p.
- HALDORSEN, H.H.; Damsletth, E. Stochastic Modeling. *Journal of Petroleum Technology*, p. 404-412, April. 1990. (SPE, 20321)
- HURST, A., CRONIN B., HARTLEY A. 2000. Reservoir modeling sand-rich deep-water clastics: the necessity of down-scaling, University of Aberdeen *Petroleum Geosciences*, Vol. 6, p.67-76.
- JOHANN, P. R.S. et al.: Modelagem sismoestratigráfica 3D aplicada ao campo, Bacia de Campos In: SEMINÁRIO DE RESERVAS E RESERVATÓRIOS, 2., Rio de Janeiro, 1998. Anais. p.12.
- JOHNSON, R. & WICHERN, D.W., 1992. *Applied Multivariate Statistical Analysis*. 3^a ed. Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall International, 624p.
- MIALL, A.D.1985. Architectural-element analysis: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits. *Earth Science Reviews*, 22(4), 261-300.
- MORAES, M. A. S.; BLASKOVSKI, P. R. Estudos de afloramento análogo aplicados à caracterização de reservatórios turbidíticos. In: SEMINÁRIO DE RESERVAS E RESERVATÓRIOS, 3., Teresópolis, RJ, 2001. Anais. p.7.

- MUTTI E. & W.R NORMARK.1987.Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: Problems and concepts, in Legget J.K., and G.G. Zuffa, eds.: Marine Clastic Sedimentology: Graham and Trotman, London, p.1-38.
- READING, H.G. 1992. Ed. Sedimentary Enviroments: Processes Facies and Stratigraphy, 3rd Edition .Blackwell Science Ltd., Oxford, 688 p.
- RIDER, M.H.1997.Gamma-ray shape used as a facies indicator: Critical analysis of an over simplified methodology; In HURST, A., LOVELL, M.A., MORTON, A.C. (Eds), Geological Aplpications of Wireline Logs. Geological Society, London Special Publications Classics, p. 27-37.
- SAHIN, A. & Al- Salem, A.A.Stochastic modeling of porosity distribution in a multi-zonal carbonate reservoir. In: 2001 SPE Middle East Oil Show. Bahrain, 2001.(SPE, 68113).
- SERRA, O. Well logging: data acquisition and applications Méry Corbon Serralog. 2004. 674 p.
- SEVERIANO RIBEIRO H.J.P. 2001. Estratifrafia de Seqüências: Fundamentos e aplicações. São Leopoldo, UNISINOS, 428 p.
- SILVA,E.J.B., SOUZA, O.R., Perfilagens e Interpretação de perfis, 1985. DEPEX/DEBAR, 214p.
- VAIL, P.R.;TOLD,R.G.;SANGREE,J.B.1977.Seismic Stratigraphy and Global Change of Sea Level, Part 5:Chronostratigrapy Significance of Seismic Reflections. In: Payton, C.E. (Ed.). Seismic Stratigraphy-Applications to Hidrocarbon Exploration, (Memoir#26).Tulsa, AAPG, 99-116,
- WALKER, R.G. & James, N.P.1992.Facies models Models: Response to Sea Level Change. Stittisville, Geol. Ass. Can., St John`s, Newfoundland.454p.
- WALKER, R.G. 1984. General Introduction: Facies, Facies Sequences and Facies Models. In : Walker, R.G., (Ed.):Facies Models. Geoscience Canada, Reprint Series 1, 1-9.
- WILD, R.J.HODGSON, D.M., FLINT, S.S. 2005.Architectura and stratigraphic evolution of multiple, vertically-stacked slope channel complex, Tanqua depocentre, Karoo Basin, South Africa. In Hodgson, D.M & Flint ,S.S.Submarine.Slope System-Processes and Products.Geological Society, Special Publication 244.

ANEXO 1

1. OBTENÇÃO DOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

O método sísmico apresenta duas resoluções: a horizontal e a vertical. Esta última é influenciada pelas frequências de aquisição. Nesse estudo, com a utilização de uma frequência de 35 Hz e uma velocidade intervalar da rocha de 2500 m/s obteve-se uma resolução vertical de 18m, os cálculos estão detalhados a seguir.

A resolução sísmica vertical (R_v) depende da frequência e da velocidade da onda (Severiano, 2001) segundo as seguintes equações:

$$R_v = \lambda / 4 \quad \text{e} \quad R_v = V_i / 4f$$

Onde: λ = comprimento de onda

V_i = velocidade intervalar

f = frequência

Os passos para a obtenção dos sismogramas sintéticos de alta resolução são descritos a seguir:

- Do programa Seiswork da LANDMARK obteve-se a curva do *checkshot*, em tempo duplo, além dos sinais sísmicos, para cada poço.
- Após a importação dos dados no programa EasyTrace, foram feitas a verticalização dos poços, trajetórias e perfis.
- Em seguida transformada a curva do *checkshot* verticalizada de tempo duplo em tempo simples para cada poço.
- O próximo passo foi ajustar a curva do sônico com o *checkshot* em tempo simples (Figura A-1-1), obtendo uma lei de conversão em tempo simples.

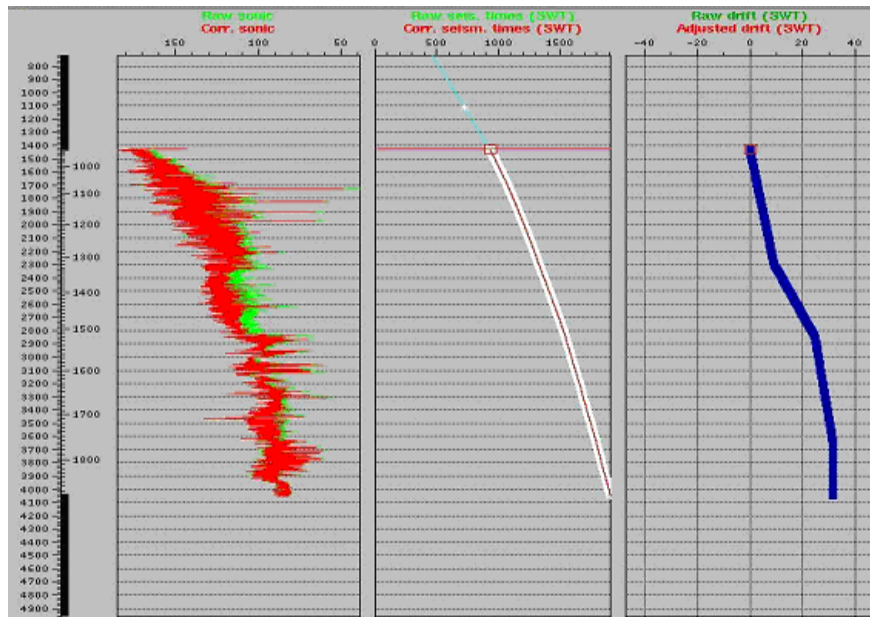


Figura A- 1-1 Observar o ajuste da curva do sônico com o checkshot (curva verde e vermelha).

- A lei de conversão foi multiplicada por dois foi transformada em conversão em tempo duplo, sendo aplicada na conversão da curva de densidade e sônico, obtendo-se essas curvas em tempo duplo.
- A velocidade, em metro por segundo, foi obtida a partir do sônico, em tempo duplo, pela fórmula $V = 1 / dt * 1.000.000 / 3,28$; onde V é a velocidade e dt o tempo de trânsito duplo.
- Foi calculada a impedância, que é o produto da densidade pela velocidade da rocha, ambas em tempo duplo.
- Fez-se a suavização, na curva de impedância. Utilizando-se filtro de frequência entre 225 e 250 Hz, para se obter frequência compatível com a da sísmica, porém, com maior resolução (Figura A-1-2).

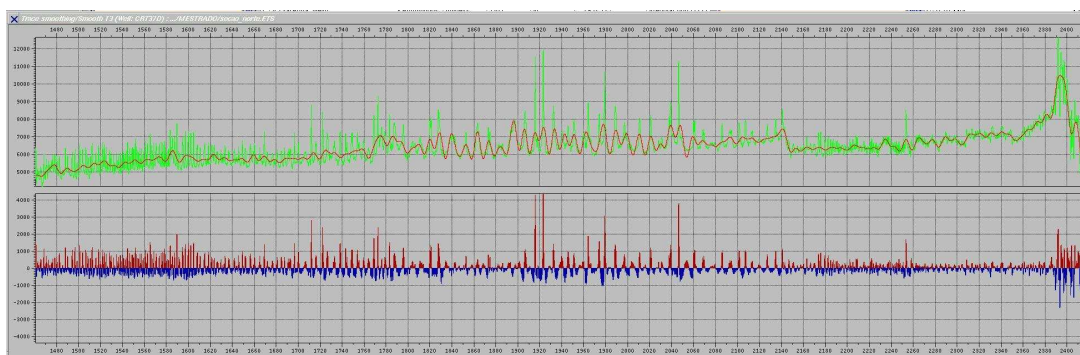


Figura A- 1-2 - Observar a curva de impedância em verde, e depois suavizada em laranja na frequência de 250 Hz.

- Em seguida calculou-se o coeficiente de reflexão, pela fórmula $(Z_{i+1} - Z_i) / (Z_{i+1} + Z_i)$, onde Z_i é a impedância no ponto i .

- Com um sinal tipo *Martin band-pass*, intervalo de amostra de 0,01 e com as frequências $F_1 = 4$ Hz; $F_2 = 10$ Hz; $F_3 = 225$ Hz e $F_4 = 250$ Hz, foram feitos os sinais (*Wavelets*), utilizados para a convolução com os coeficientes de reflexão, obtendo assim os sismogramas sintéticos, estes refletem superfícies de reflexão segundo Doveton (1994).

- A convolução com uma *Wavelet* de 250Hz, maior do que o utilizado para o sismograma sintético convencional, proporcionou um detalhamento sísmico do reservatório, ou seja, a frequência desse sismograma é maior do que a frequência da sísmica.

A resolução obtida, utilizando a frequência de 250 Hz e com uma velocidade intervalar da rocha de 2500m/s é de 2,5 m. Esta é bem menor do que os 18m obtidos na frequência da sísmica.

ANEXO 2

2. DETERMINAÇÃO DAS ELETROFÁCIES

O programa utilizado para a obtenção das eletrofácies foi o RML da Beincip-Franlab e foram seguidas as orientações do manual da Beincip-Franlab (1999).

A determinação das eletrofácies foi obtida com a técnica de estatística multivariada numa abordagem não supervisionada. Os métodos de análise estatística multivariada foi desenvolvida por H. Hotelling que estabeleceu os fundamentos da Análise dos Componentes principais (Bouroche *et al.* 1980).

Os perfis refletem as propriedades geofísicas das rochas. Para um estudo comparativo cria-se uma matriz onde cada ponto no espaço apresente seus valores em perfil.

Como exemplo supondo que os perfis de raios gama seja colocado em um eixo (Log 1), os de densidades em outro (Log2) e o neutrão em outro (Log3). As eletrofácies seriam representadas de acordo com a Figura A-2-1.

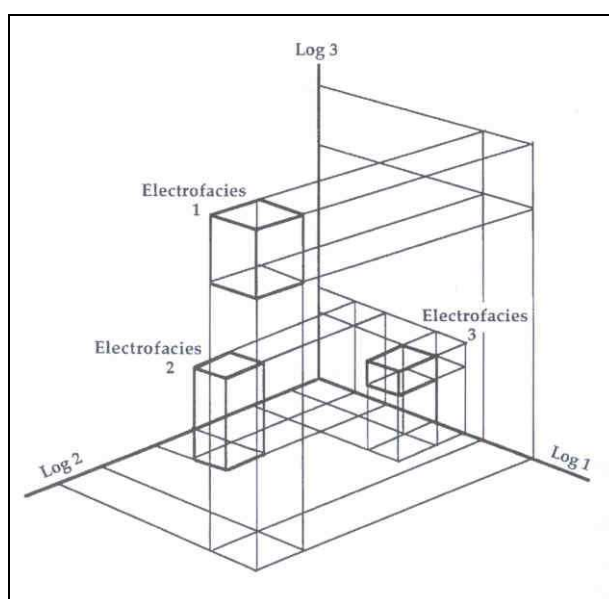


Figura A- 2-1-Cada eixo representam um perfil, as eletrofácies são os agrupamentos de dados com valores semelhantes (adaptado por Doveton,1994 de Serra & Abb, 1980).

Uma eletrofície representa um grupo de dados em profundidade diferentes, com características em perfis semelhantes. Constitui de um conjunto de pontos separados por áreas com baixa densidade de pontos. Na Figura abaixo são representados três eixos, cada

um correspondendo a uma variável em perfil, nota-se três grupos distintos no espaço, representando 3 eletrofácies (Figura A-2-2).

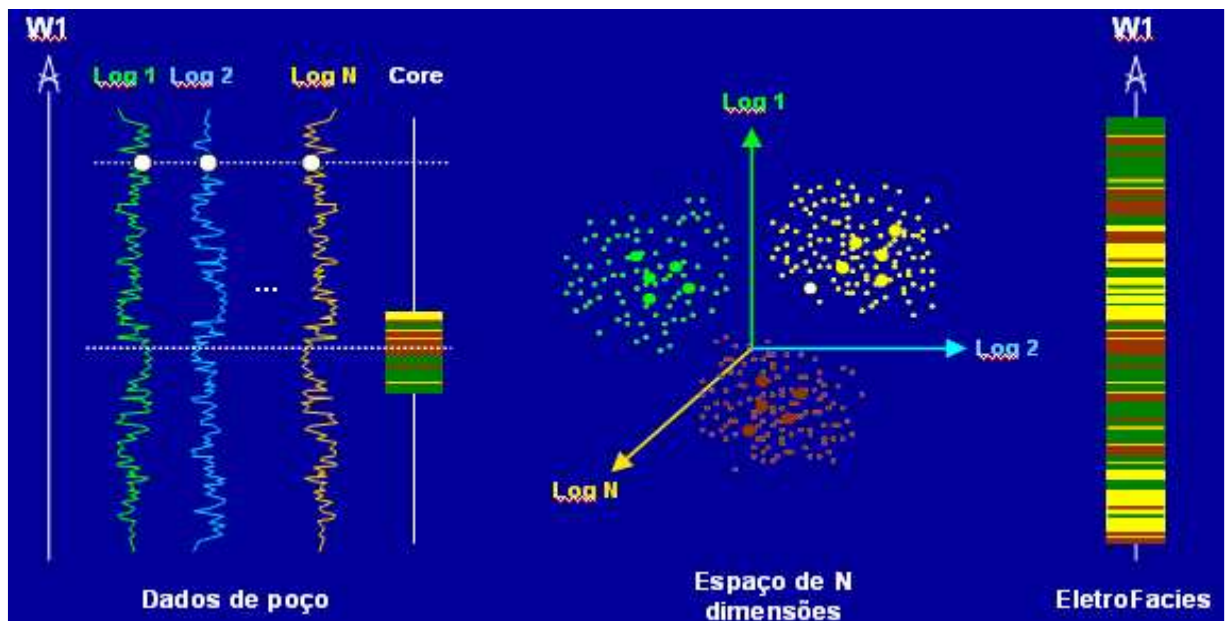


Figura A-2-2 –Notar os três grupos distintos, representando três eletrofácies, e sua extrapolação para o restante do poço (Beicip-Franlab-2005).

Com as litofácies obtidas nos testemunhos interpretaram-se as eletrofácies. Desta forma tem-se a análise estatística combinada com a interpretação geológica dos perfis.

Foi utilizada a abordagem não supervisionada, que consiste em definir eletrofácies pela interpretação da função de densidade dos dados.

2.1. Análise de componentes principais (ACP)

Nesta análise deve-se utilizar os perfis que melhor formam os grupos. O perfil que não apresenta características para agrupamento deve ser evitado. Para a obtenção das melhores curvas são feitos *cross-plots* dos perfis e observa se existem agrupamentos de pontos (Figura A-2-3).

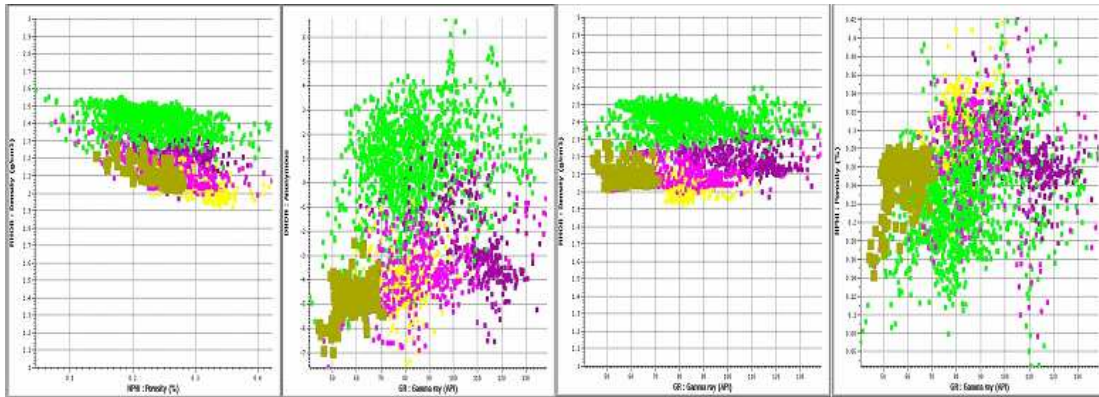


Figura A-2-3 –Cross- plots utilizando dados dos perfis , observa se existem agrupamentos de pontos representados pelas diversas cores.

A Tabela A-1 apresenta a matriz de correlação entre as curvas de perfis, a correspondência de um perfil com ele mesmo é 100% representado pelo valor 1.Observa-se a correspondência alta do DT com o RHOB (69%) e do GR com o NPHI (36%).

	DT	GR	NPHI	RHOB	DRDN
DT	1.000	-0.094	0.427	-0.686	-0.548
GR	-0.094	1.000	0.357	0.111	0.355
NPHI	0.427	0.357	1.000	-0.539	-0.014
RHOB	-0.686	0.111	-0.539	1.000	0.850
DRDN	-0.548	0.355	-0.014	0.850	1.000

Tabela A-1 – Correlação entre as medidas de perfis

Os dados de entrada foram os valores de raios gama, sônico, densidade e neutrão além dos de DRDN, estes obtidos com os dados de densidade e neutrão, pela fórmula $((V1-2)/0,05) - ((0,45-V2)/0,03)$ onde V1= densidade e V2= neutrão. A curva de DRDN é útil para separar as zonas de rochas reservatório das de rochas não reservatório.

A análise de componentes principal (**ACP**), é um passo importante dentro da análise de dados. Este método tem objetivo de transformar o espaço multivariável inicial, no caso cinco, em um espaço que maximiza a variância dos dados, ou seja, **F1, F2, F3 e F4**. Na Figura A-2-4 são apresentadas as contribuições dos perfis de forma gráfica, notar que a contribuição de DRDN é zero pois RHOB atinge 100% da contribuição acumulada.

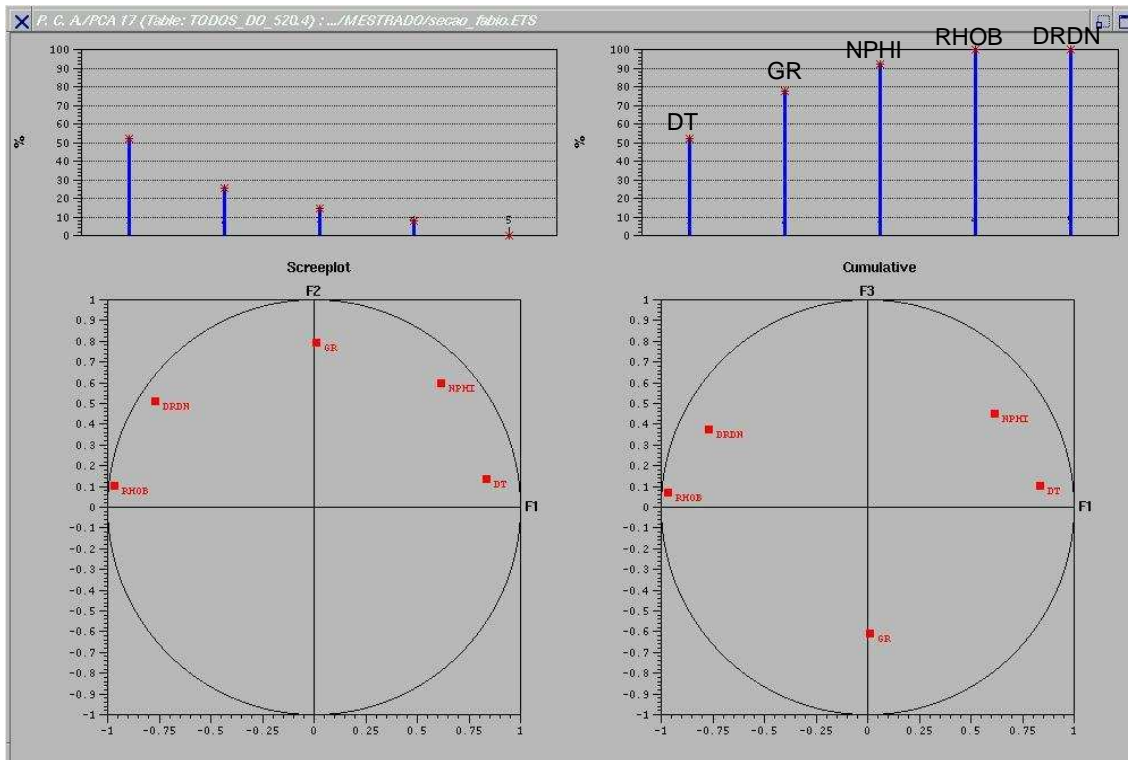


Figura A-2-4 -Notar a contribuição de cada perfil nos componentes F1, F2 e F3.

Os componentes **F1** e **F2** capturam 82% da variabilidade total dos dados, como pode ser visto na Tabela A-2.

	Autovalor	Proporção(%)	Proporção acumulada
Componente F1	2,63	52,50	52,50
Componente F2	1,48	29,54	82,04
Componente F3	0,51	10,11	92,15
Componente F4	0,39	7,84	100

Tabela A-2– Tabela com as componentes utilizadas e seus parâmetros estatísticos.

Na Tabela A-3 observa-se que alguns perfis têm pesos diferentes nos diferentes eixos, em negritos os que têm maior representatividade. A análise mostra que componente F1 responde pela porosidade enquanto F2 e F3 pela argilosidade e F4 pelo tempo de trânsito.

	F1	F2	F3	F4
DT	0,70	-0,01	-0,04	0,26
GR	-0,03	-0,72	0,23	0,02
NPHI	0,26	-0,57	-0,10	-0,07
RHOB	-0,94	0,00	-0,02	0,04
DRDN	-0,70	-0,18	-0,12	0,01

Tabela A-3– Tabela com perfis utilizados e respectivos pesos de acordo com as componentes.

Os histogramas são outras formas de visualizar se existem agrupamentos (Figura A-2-5), com os valores de um dado perfil e sua frequência de ocorrência.

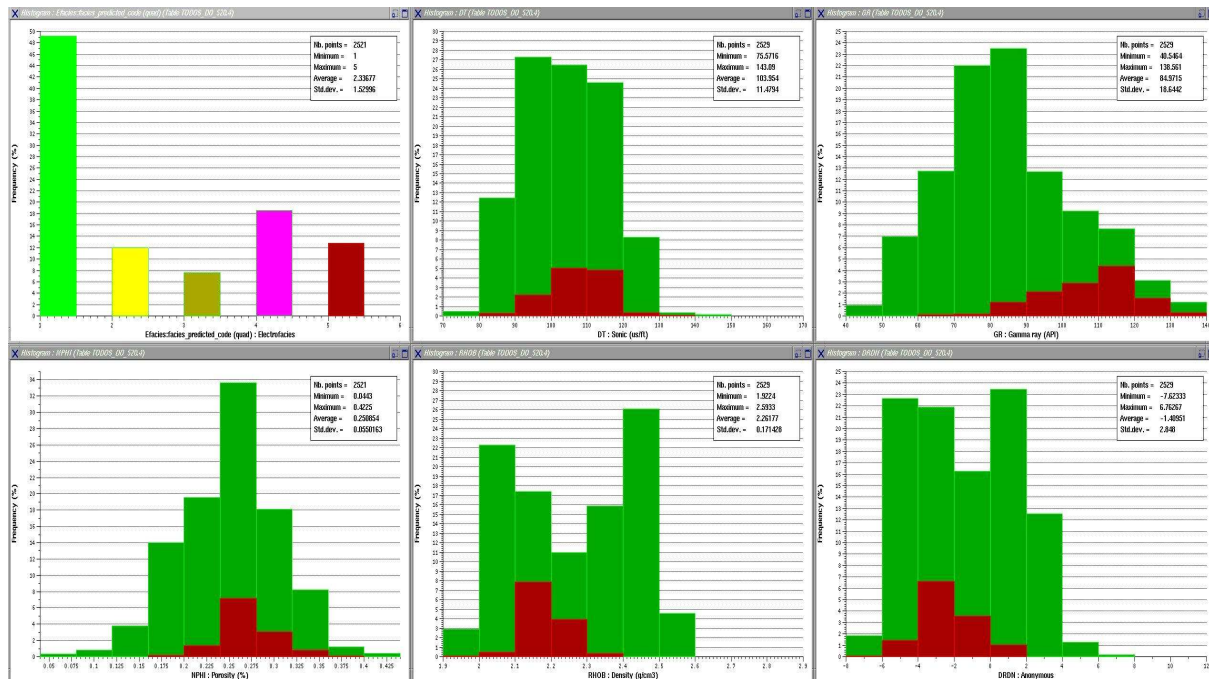


Figura A-2-5 -Histogramas com as classes definidas onde são colocados os valores de um dado perfil e a frequência de ocorrência, da esquerda para a direita tem-se o perfis sônico, gama ray, neutrão, densidade e DRDN.

2.2. Método de classificação não supervisionada

Esse método é dividido em três passos:

Estimativa da função de densidade

A eletrofácies constitui em um conjunto de pontos separados por áreas com baixa densidade de pontos. Com a determinação e análise da variação de densidade no espaço, é possível detectar os diferentes agrupamento.

Para entender o método, Imagina-se um histograma, ele exhibe o número de amostra que caem dentro de uma classe, porém não fornece o número de amostra para um valor particular.

Para se estimar um valor intermediário utiliza-se o Método Kernel.

$$f(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n k\left(\frac{x-x_i}{h}\right)$$

Onde (n) = (n amostras em {x1, ..., xn})

F(x) representa o número de amostras localizada em um intervalo móvel, de comprimento h, em torno de x, k é chamada função kernel.

Neste caso a estimativa é melhor que o histograma, mas a função ainda é descontínua. Usando a contínua e derivável função Kernel esta poderá ser suavizada.

Foi utilizada a Epanechnikov Kernel

$$k(u) = \frac{3}{4\sqrt{5}} \left(1 - \frac{u^2}{5}\right) \quad \text{onde } |u| < \sqrt{5} \text{ e } 0 \text{ caso contrário.}$$

O método pode ser entendido como uma convolução de cada barra do histograma por uma forma de onda Epanechnikov.

O parâmetro suavizador é o **h**, chamado *smoothing parameter*, que é a largura da banda de núcleo. Caso h seja muito pequena a função de densidade será muito rugosa, se h for muito grande, a função densidade será muito suavizada. O parâmetro suavizador (*smoothing parameter*) é um dos mais familiares tipos de filtro usado na geologia (Davis, 1986).

Um valor de h é proposto, como *default* através na caixa de diálogo. Ele é calculado, na suposição que a distribuição multidimensional é uma distribuição gaussiana, se for gaussiana, este valor é o melhor.

Uma distribuição gaussiana é caracterizada por uma unimodal e simétrica densidade com caudas assintóticas.

Normalmente a distribuição não é gaussiana, o que se quer encontrar são vários picos na densidade, para realçar as várias eletrofácies. De fato, este valor teórico de h proporciona muita suavização na curva de densidade, é valor máximo não o ideal.

Um outro valor é proposto pelo programa, este também é um valor teórico. O valor ideal está entre o valor *default* e o valor teórico sugerido.

O **k** é um determinado número. O método determina o k mais próximo das amostras ao redor x. Se dk(x) é a distância entre x e o mais distante de sua vizinhança, a

função $f(x) = \frac{\alpha}{dk(x)}$, é um estimador da função de densidade onde α é um valor constante. Se dk(x) é pequeno, muitos pontos são situados próximos e a densidade é alta.

Se $dk(x)$ é grande, poucos pontos são situados próximos e a densidade é baixa. Constrói-se um estimador que é proporcional à esfera que contém um determinado número de amostras.

O parâmetro para escolher é k , o número de vizinhos. Ele controla a suavização da densidade estimada.

A função de densidade é calculada em um espaço com n dimensões, onde n depende do número de perfis que são usados. Quando n é igual a um, a função de densidade é uma curva (isso pode ser aproximado à suavização de um histograma)

Se duas variáveis são usadas, a função de densidade é uma superfície com vales e colinas como uma superfície topográfica. Fica muito difícil imaginar quando a densidade é de três variáveis.

Para isso utiliza-se, algoritmo de Kittler do seguinte modo:

- Um ponto fortuito é escolhido.
- Uma vizinhança é definida para calcular o declive em todas as direções.
- Um ponto é escolhido perto para mover tão longe quanto possível (isto é o maior declive usado).
- O processo vai até alcançar um cume de densidade.
- Os pontos seguintes são selecionados para assegurar aquele que move tão pouco em declive quanto possível até um mínimo fora.

Ele apresenta um caminho que escala para cima abruptamente para um modo e então vai descendo lentamente, visitando todos os pontos.

Para a vizinhança o *Mode mapping parameter* é o parâmetro de suavização a escolher, caso seja muito grande, perde informação sobre a densidade, caso muito pequeno, todos os detalhes são mapeados, até mesmo o pequeno, introduzindo ruído na interpretação.

Este segundo parâmetro suavizador tem que variar em acordo com o parâmetro **h**, para se obter uma boa curva de densidade.

No princípio, pode-se escolher um valor igual de h , mudando para refinar o resultado.

Interpretação da função de densidade

O valor de densidade está ao longo do eixo das ordenadas. São ordenados pontos ao longo do eixo das abscissas, de acordo com a sucessão com que eles foram visitados pelo algoritmo de Kittler. No caso da curva de densidade para todos os poços foram de mais de 3400 pontos de dados (Figura A-2-6).

O número de picos de densidade define o número de classe. Pontos realçados nestas zonas de densidade alta correspondem as mais típicas amostras de cada classe.

O trabalho a ser executado é de procurar áreas de densidade relativas altas que tenha um significado geológico

Se as classes estão bem estabelecidas, as amostras das classes serão usadas como amostras de referência, de acordo com suas similaridade, para se propagar para todos os poços.

Tarefa de colocar as amostras nas classes

O método de classificação

Métodos disponíveis é a análise discriminante é usada como ferramenta estatística de reconhecimento de padrão.

Em uma análise discriminante, a probabilidade de pertencer a uma classe é computada para cada amostra. O ponto mais próximo é mais provável de pertencer à classe.

O cálculo usa a fórmula de Bayes

$$p(C_i / x) = \frac{p(x / C_i) p(C_i)}{\sum_{j=1}^n p(x / C_j) \cdot p(C_j)}$$

$p(C_i/x)$ é a probabilidade condicional de x pertencer à classe C_i , se todas suas características de perfis são conhecidas.

$p(x/C_i)$ é a probabilidade condicional para ter uma amostra x , caracterizada por suas medidas de perfis, se ela já é conhecida e pertence à classe C_i , esta é a função de probabilidade de densidade de C_i .

$p(C_i)$ é a probabilidade para acertar uma amostra que pertence a C_i ao pegar uma amostra ao acaso.

Cada $p(C_i)$ é idêntica e determinada automaticamente, é uma hipótese mais simples quando nenhuma informação adicional é conhecida, porém, esta probabilidade pode ser estimada das amostras de referência. Pode ser assumido que é proporcional ao número de pontos dentro da classe.

$p(C_i)$ é igual ao número de amostras de referência que pertencem a C_i sobre número total de amostras de referência. É uma solução interessante, mas perigosa, porque a probabilidade de pertencer a uma classe geológica importante pode ser reduzida a um valor muito pequeno se esta classe não for suficientemente representada na amostra de referência. O usuário pode definir suas próprias leis de probabilidade $P(C_i)$.

Utilizando a suposição idêntica que $p(x/C_i)$ são leis de probabilidade dentro da classe. Se essas leis são multigaussianas o método é paramétrico.

Se for assumido que o somatório da covariância é o mesmo para cada classe, tem-se hipótese linear. Se para cada classe uma covariância distinta é usada, tem-se a hipótese quadrática. Se não se faz nenhuma hipótese sobre as leis de probabilidade de classe, o método é não paramétrico. Estas leis são as funções de probabilidade de densidade de cada classe.

Idealmente, a utilização da abordagem não paramétrica é a melhor, mas para esta aproximação precisa-se de muitos pontos dentro da amostra de referência para obter um resultado seguro.

Uma vez escolhido o método da tarefa as amostras de referência são armazenadas como pontos não alocados.

A eficiência de método pode ser avaliada computando a porcentagem de amostras bem colocadas, isto é, que são alocados na sua classe de fato.

A ferramenta de validação cruzada é feita da seguinte maneira: uma amostra é tirada da amostra de referência antes de construir as regras de classificação, ela é realocada usando a regra posteriormente.

Algumas observações são importantes:

- A validação cruzada é interessante, no caso linear e quadrático, se o número de pontos não é muito grande.

- A hipótese quadrática precisa administrar muitas amostras de referência por classe e a hipótese não paramétrica muito mais.
- Se houver alguns pontos por classe, é melhor usar a regra linear.
- Pode se imaginar que se precisa que, com quatro variáveis, precisa-se de aproximadamente dez pontos por classe para usar a regra linear, aproximadamente trinta para o quadrático e cem para o não paramétrico.

Uma vez escolhido o método de propagação, ele é utilizado para os todos os poços.

Neste trabalho foram utilizados os componentes da análise principal, F1, F2, F3 e F4 como entrada, foi feita uma curva de estimação de densidade de pontos, onde os picos representariam os mais típicos de cada classe, desse modo ao individualizar os picos, estaria classificando as eletrofácies.

A determinação das eletrofácies foi feita de duas maneiras: utilizando todas as unidades bioestratigráficas (BZ-1, BZ-2 e BZ-4) em conjunto e separadamente. Na Figura A-2-6 pode se observar a distribuição de classe de todas as unidades bioestratigráficas, acima a esquerda os poços pertencentes a BZ-4, a direita os da BZ-2, abaixo a esquerda os poços da BZ-1 e a direita todos os poços em todos os intervalos

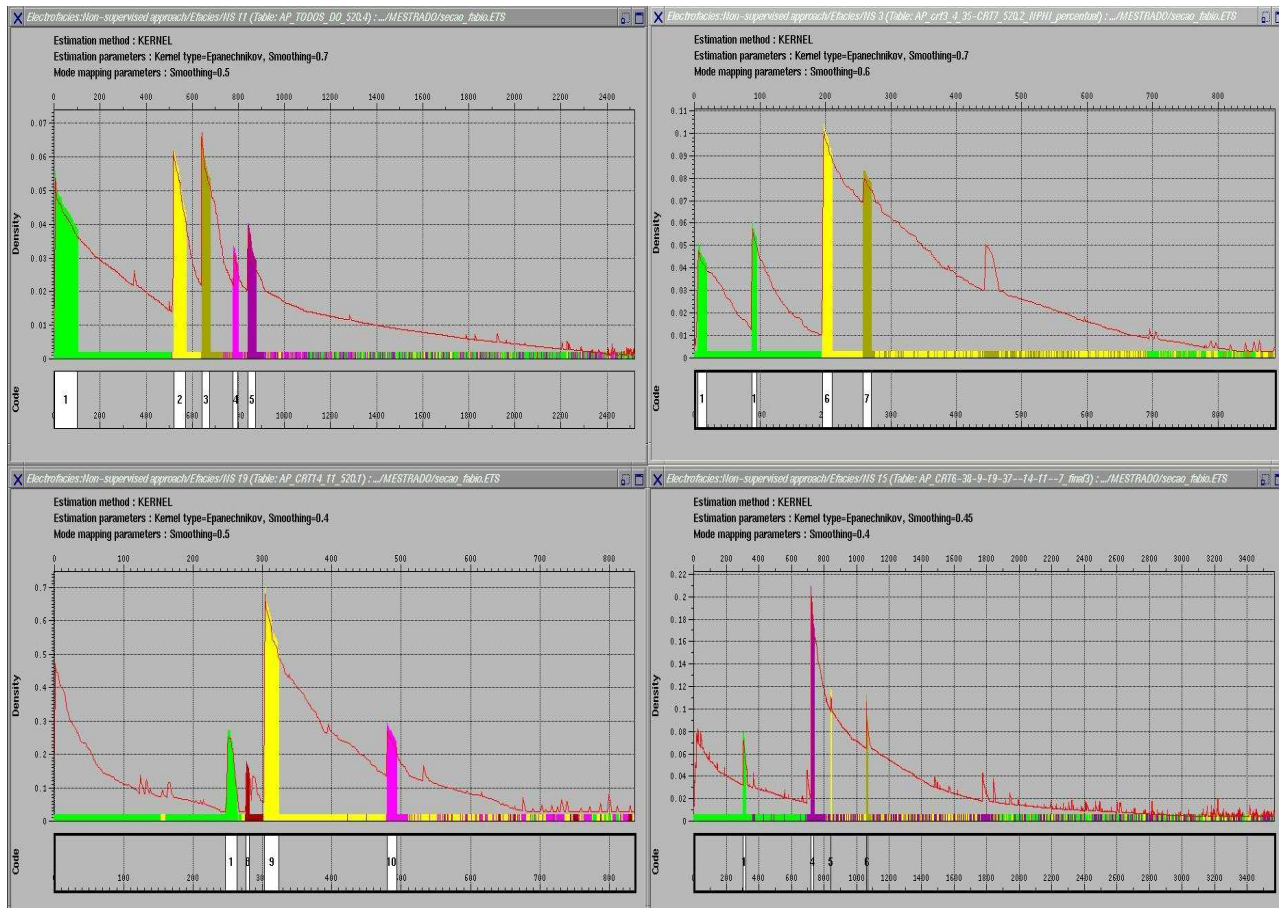


Figura A- 2-6-Nesta são apresentadas às várias curvas de densidades feita para cada biozona. Acima a esquerda para a biozona BZ-4, a direita para a biozona BZ-2, abaixo a esquerda para a biozona BZ-1 e a direita para todas as biozonas.

Na Figura A-2-7 é apresentada o resultado final após a propagação do resultado da curva de densidade.

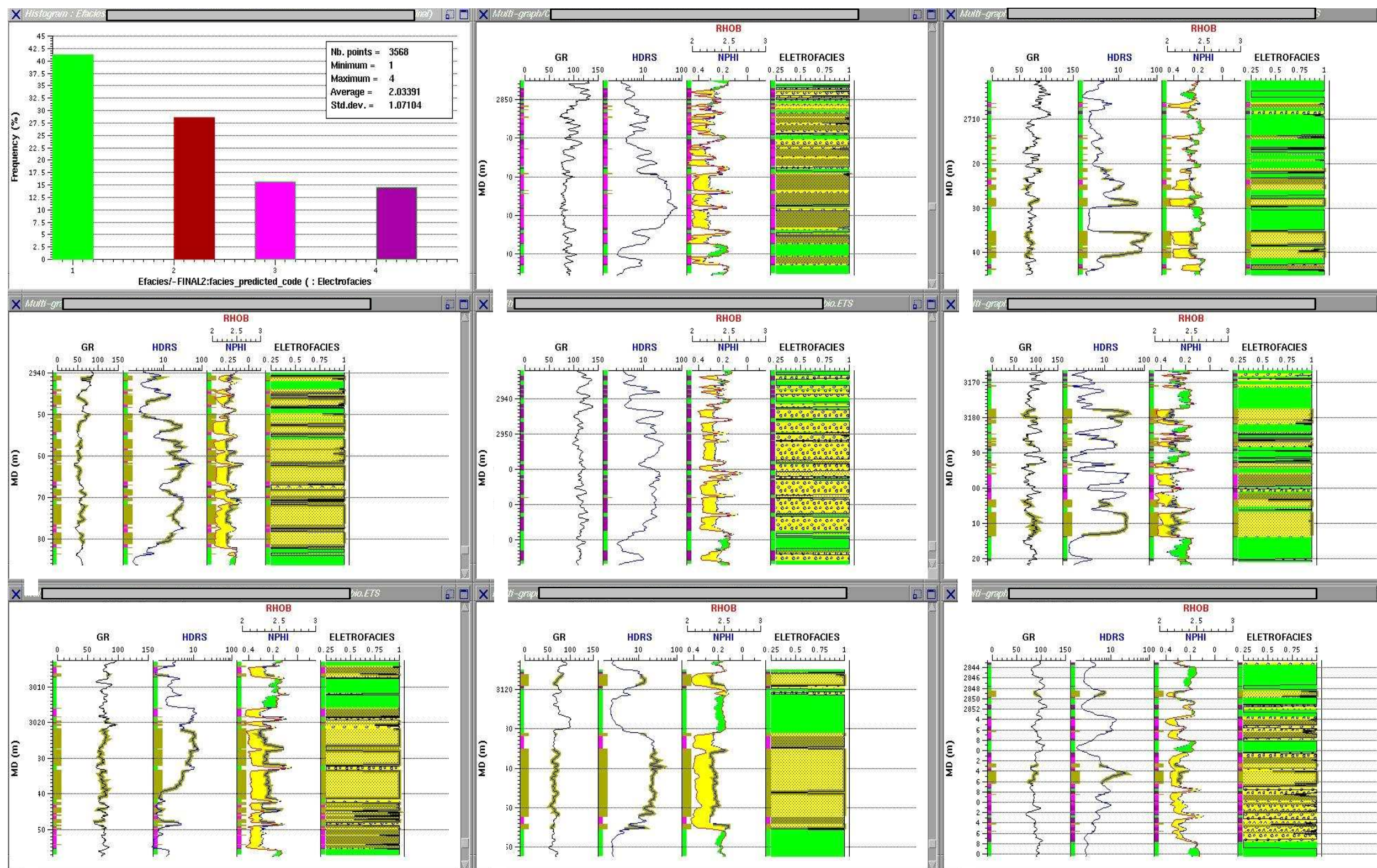


Figura A- 2-7- Distribuição das eletrofácies com as respostas em perfis em todos os poços da seção, nesta fase observa a boa correlação entre as eletrofácies e as respostas dos perfis..

ANEXO 3

3. SIMULAÇÃO

3.1. Introdução

As simulações de fácies e de porosidades foram feitas no GeoSim, que é um módulo do RML, a seguir são descritas as fases para a obtenção da simulação.

3.2. Construção da seqüência

O método geoestatístico a ser usado depende do tipo de variável a ser modelado e do ambiente de deposição (Dubrule, 1998).

Inicialmente é criada a seqüência onde se definem os seus limites (topo e a base). No exemplo da Figura A-3-1 tem-se a seqüência 2 (Sequence_2) com topo no marco 6 e base no marco 9. No total foram criadas 7 seqüências. A palavra seqüência, neste contexto, não tem significado geológico.

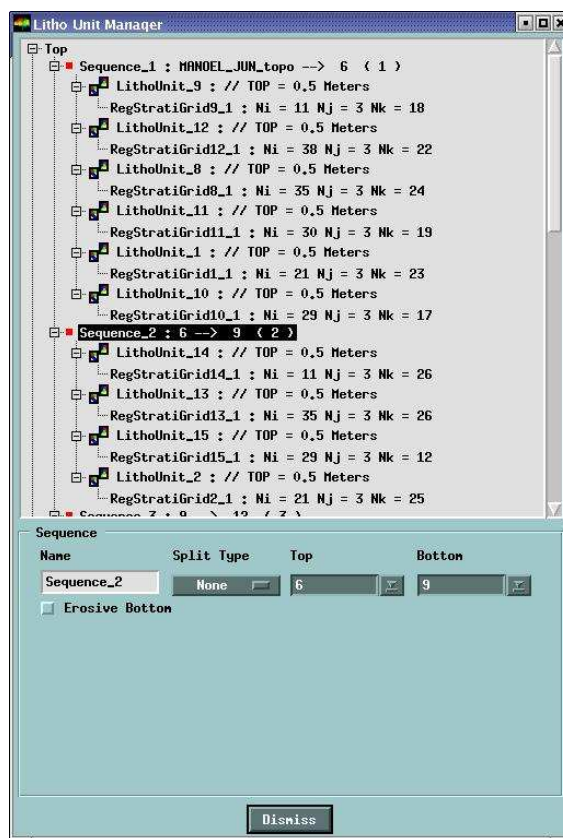


Figura A- 3-1 -Etapa do programa onde se coloca os limites da seqüência, no caso, limite do topo (marco de alta freqüência 6) e limite da base (marco de alta freqüência 9).

3.3. Construção da unidade litológica (*LithoUnit*)

Para cada seqüência foram criadas as unidades litológicas, uma unidade compreende 2 poços vizinho, na Figura A-3-2 é mostrada os parâmetros utilizados para a criação da LithoUnit_14, os poços utilizado foram o C e o D, foram criadas 4 unidades litológica para essa seqüência. A construção das camadas é paralela ao topo com 0,5m de espessura, é feita baseada no tipo de deposição do reservatório. No caso foi paralela ao topo e com espessura de 0,5 m, visando à preservação da informação das eletrofácies (20cm). No total foram criadas 25 unidades litológicas.

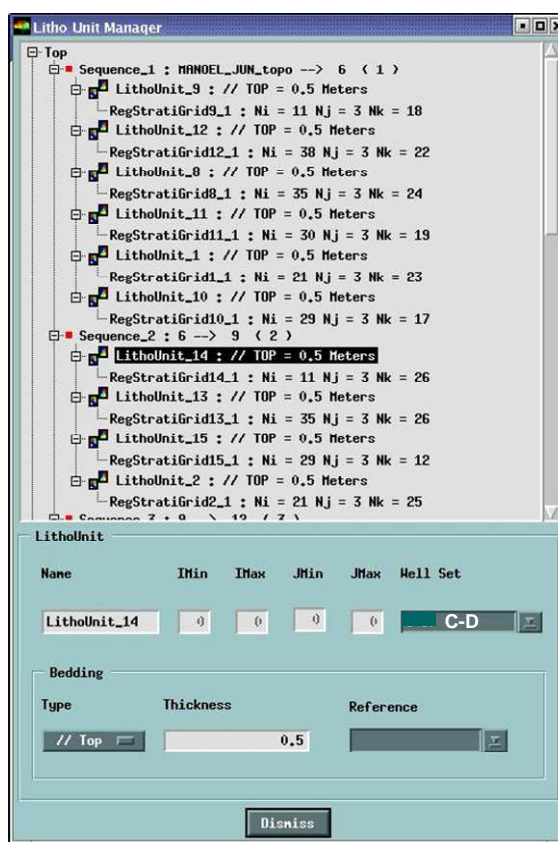


Figura A- 3-2 –Etapa do programa onde se colocou os parâmetros utilizados para a criação da LithoUnit_14, os poços utilizados foram o C e o D, a construção das camadas foi paralela ao topo com 0,5m de espessura.

Após a criação das seqüências e das unidades litológica, o programa oferece um fluxo de trabalho para a simulação. O fluxo que se inicia com a criação do *grid* (*Make Grid*) para cada unidade litológica.

3.4. Criação das malhas (Make Grid)

Na criação do *grid* se define a sua origem (XO e YO), o espaçamento entre as malhas (DX e DY), seu comprimento (NX), que engloba 2 poços, sua largura (NY) e o seu azimute (Azimuth). Para todos os *grids* foi colocada a largura de 3 células (NY=3), com o poço localizado na célula central. Foi criado um *grid* para cada unidade litológicas, no total de 25 *grids*.

3.5. Ajustar o Grid (Fit grid)

Após a construção da malha é feito o ajuste à superfície de referência definido na construção das seqüências e das unidades litológica, na Figura A-3-3 observa-se um *grid* ajustado entre os poços C e D na *LithoUnit -9*.

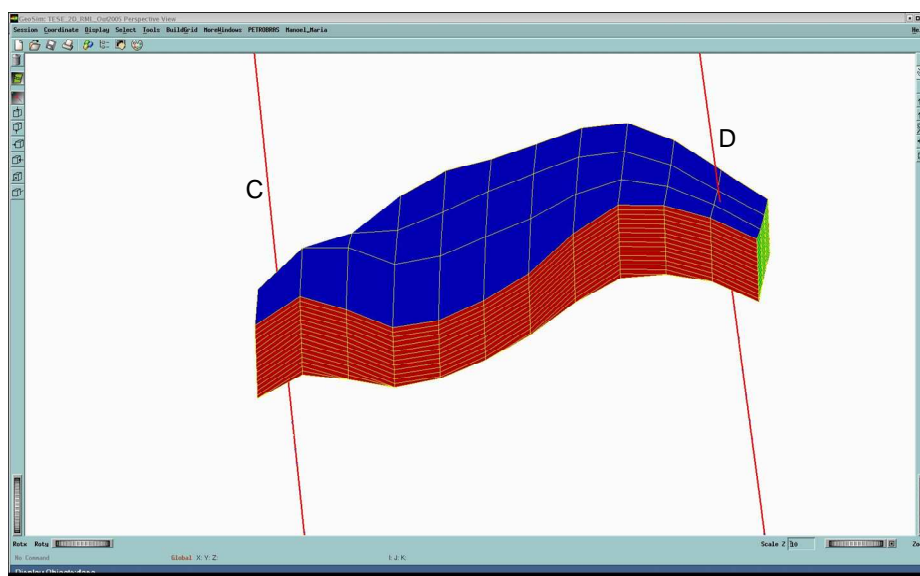


Figura A- 3-3-Imagem do *grid* ajustado entre os poços C e D para a *lithoUnit-9*.

3.6. Discretização dos poços (Discretize wells)

A discretização dos poços é uma mudança de suporte, ou seja, os perfis que têm uma resolução em torno de 0,2m na vertical, são colocados em um *grid* com resolução menor, no caso 50m x 50m x 0,5m, com isso há uma diminuição da quantidade de dados.

O método utilizado visa a colocar em uma célula de dimensões definidas, em torno do poço, as propriedades utilizadas (Figura A-3-4).

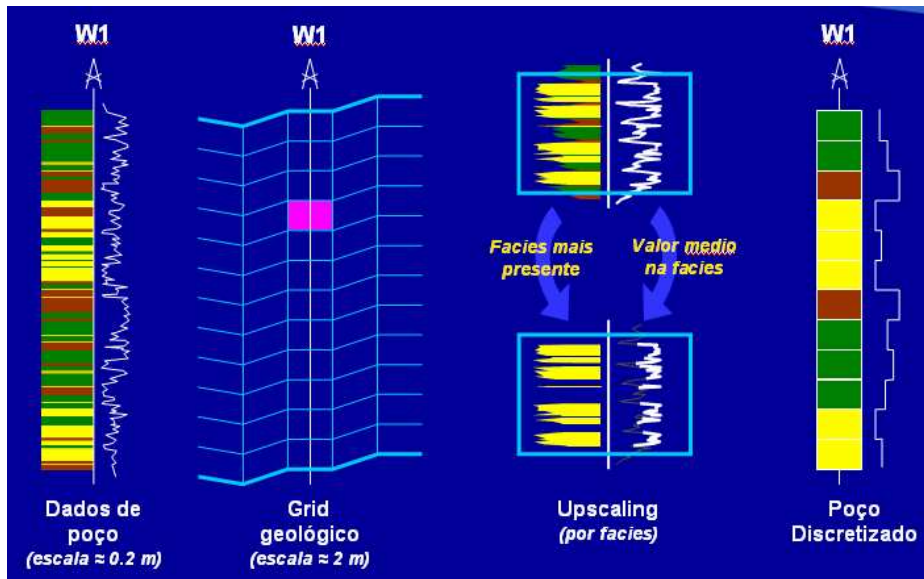


Figura A- 3-4 –Observar a mudança de escala do perfil do poço para o poço discretizado (BeicipFranlab,2006).

Nos poços de cada Unidade litológica (*LithoUnit*) foi feito a discretização dos poços (*discretized wells*), em células de 50m x 50m x 0,5m dos dados de fácies e porosidades. A opção adotada para a transferência de escala foram as propriedades mais representativa, para as fácies, e o valor médio, para as porosidades.

Nesta fase é criado o *StratGrid*, ou seja, os estratos com as propriedades, porosidades e fácies, para cada poço, como se pode observar na Figura A-3-5, onde aparecem a discretização em dois poços.

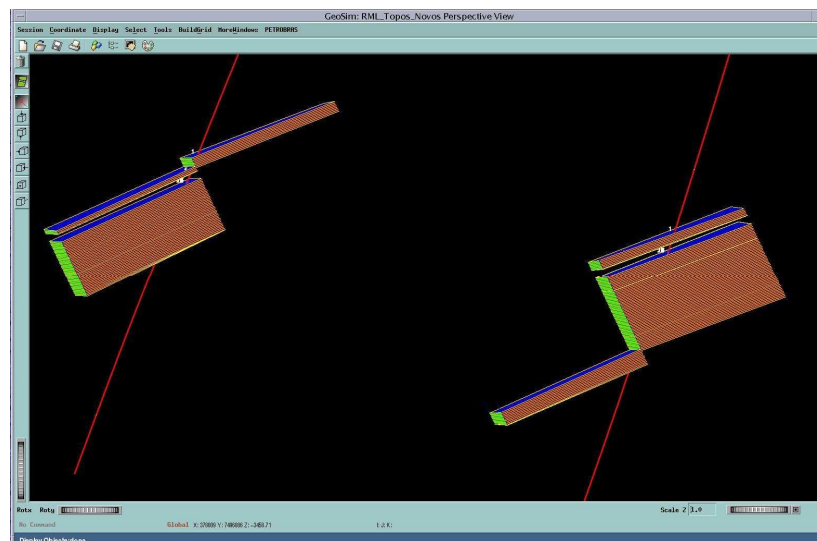


Figura A- 3-5 -Imagem das discretizações de dois poços, onde aparecem as células com as suas camadas.

3.7. Criação de curva de proporção vertical (CPV)

A curva de proporção serve para uma visualização das percentagens dos litotipos, no caso fácies e porosidades, que ocorrem em um grupo de poços (Figura A-3-6).

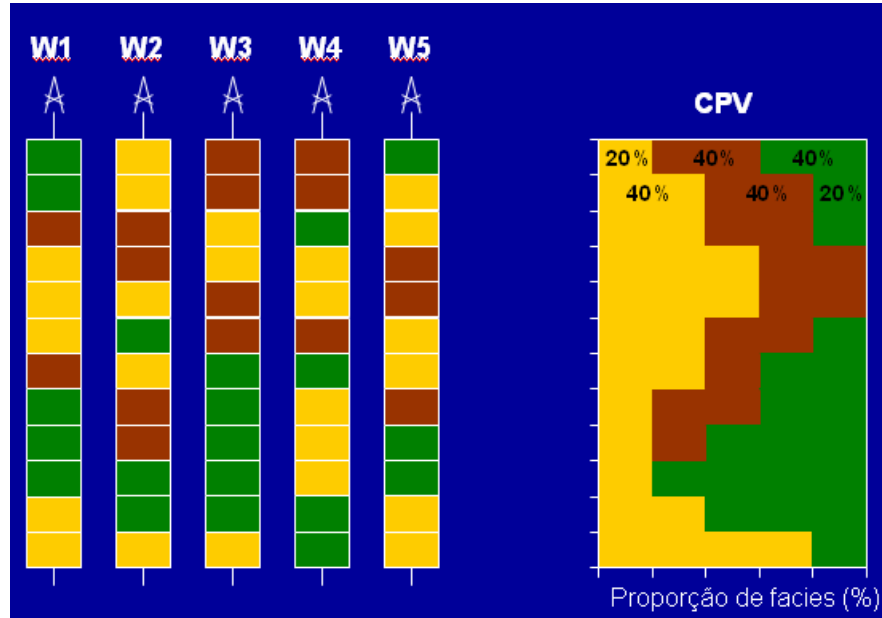


Figura A- 3-6 –Obtenção da Curva de Proporção Vertical a partir dos valores discretizados dos poços (BeicipFranlab-2005).

Inicialmente escolhe-se o ordenamento dos Litotipos, no caso, Não reservatório, AMf/mf, AM/m e AMmf e as respectivas fácies.

Foi criada a curva de proporção vertical para cada poço e para todos os poços da mesma unidade litológica, no caso, cada unidade litológica é composta por 2 poços.

Na Figura A-3-7 observa-se a CPV de dois poços, não normalizadas e normalizadas. Na primeira nota-se a ausência litotipos no poço da direita, a segunda a soma das proporções é 100%

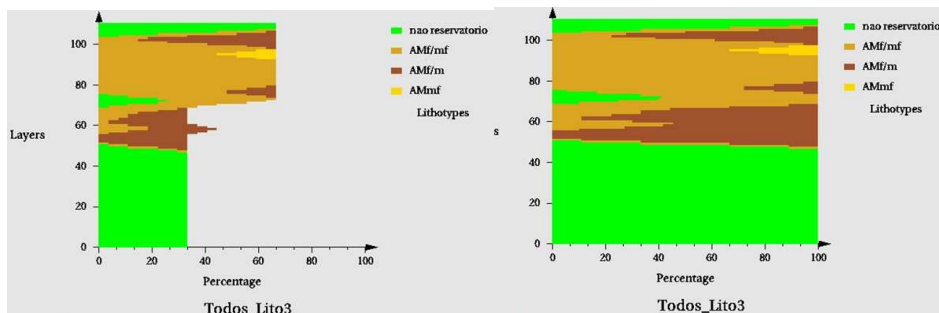


Figura A- 3-7 -Exemplo de CPV em dois poços não normalizadas e normalizadas.

3.8. Matriz de proporção

Representa um conjunto de células (Malha 2D) onde cada uma apresenta uma curva de proporção vertical relacionada a 2 poços.

O algoritmo utilizado para a construção das matrizes de proporção foi o método da curva de proporção vertical. Consiste em “krigar” cada proporção de fácies de cada curva de proporção vertical de cada poço formando uma matriz de proporção.

Este método permite a definição de transições abruptas entre diferentes ambientes deposicionais existentes na região estudada, sendo, portanto, muito eficiente para intervalos estratigráficos onde o reservatório é composto de vários corpos sedimentares bem definidos (Beincip, 1997).

A matriz de proporção feita utilizando três células da malha em Nx, uma célula da malha em Ny e uma célula em uma Nz. Se cada célula no *grid* é de 50m por 50m por 0,5m, na matriz cada célula terá 150m em Nx 50m em Ny e 0,5m em Nz..Uma unidade litológica é formada por uma malha de 11 x 3 x 18 na mudança para a matriz de proporção ficou 4 x 3 x 18 ($11/3=4$, $3/1=1$ e $18/1=18$).

Foi feita uma suavização (*smooth*) entre as curvas de proporção. E não se fez nenhuma restrição (*constraint*), na construção da matriz foi utilizado o variograma esférico (Figura 3-8).

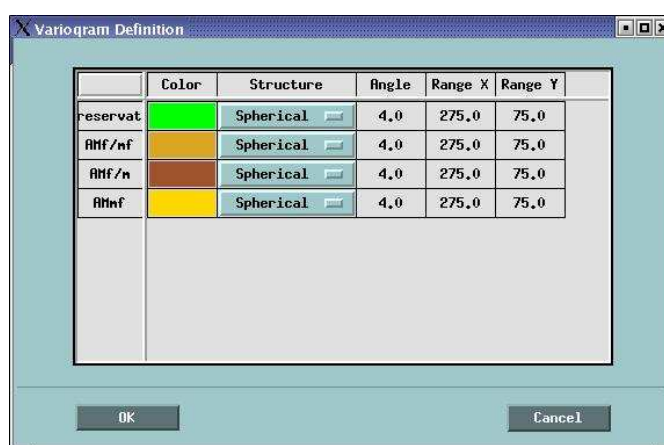


Figura A- 3-8 – Nesta observa-se alguns parâmetros utilizados na construção da matriz, a utilizando o variograma esférico.

Na Figura A-3-9 observa-se a matriz com as coordenadas x e y e a localização dos poços C e D.

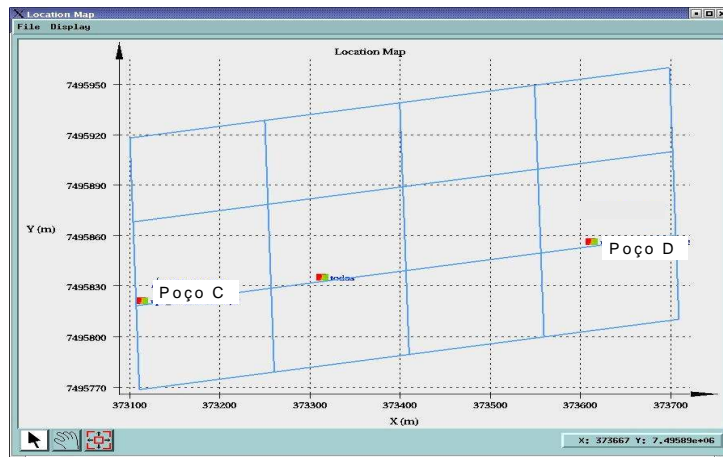


Figura A- 3-9-Matriz com as coordenadas x e y dos poços C e D e células adjacentes.

Na Figura A-3-10 observa-se a matriz, obtida para a lithUnit_9, com a distribuição de fácies entre os poços C e D, com a largura de 3 células. Os poços se localizam na linha central.

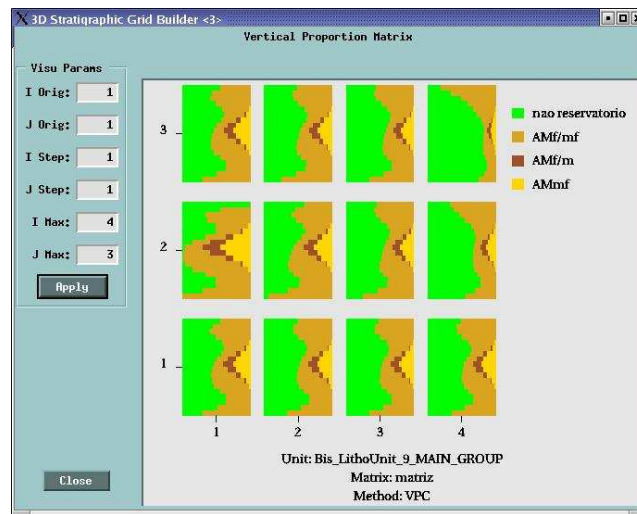


Figura A- 3-10 -Matriz onde se observa a variação de fácies entre os poços C e D, com as células adjacentes preenchidas.

3.9. Variograma experimental

Foram feitos dois variogramas um na vertical e outro na horizontal, nestes são colocados os parâmetros de entrada como a direção do variograma (Angle), e sua tolerância (Tol/Angle) os paços da amostragem (Step), e sua tolerância (Tol/Step), e quantos paços serão utilizados (# Step) como pode ser visto na Figura A-3-11.

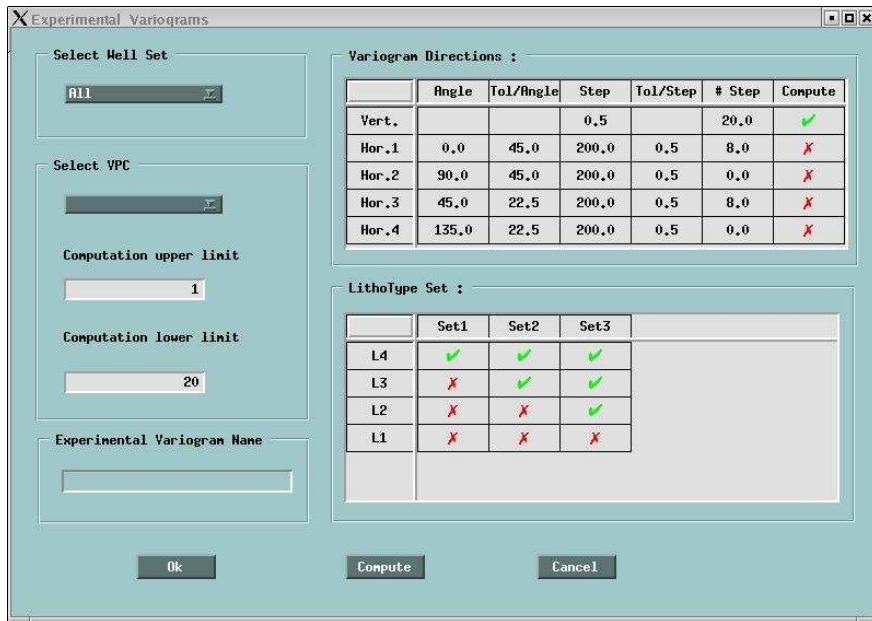


Figura A- 3-11 -Etapa do programa onde se coloca os parâmetros utilizados no variograma experimental.

Na Figura A-3-12 pode se observar o resultado de um a variograma vertical, foi feito um para dada unidade litológica, no total de 25 variogramas.

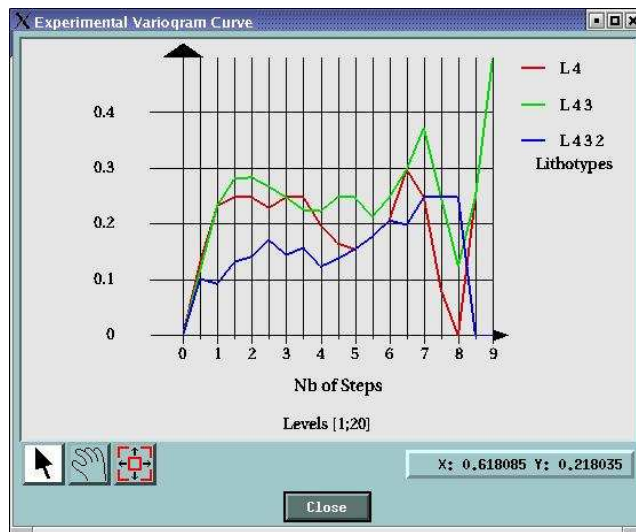


Figura A- 3-12 -Exemplo de variograma vertical entre dois poços..

O variograma horizontal é muito pouco representativo, devido ao pequeno número de poços, e a grande distância entre eles, como pode se observar na Figura A-3-13.

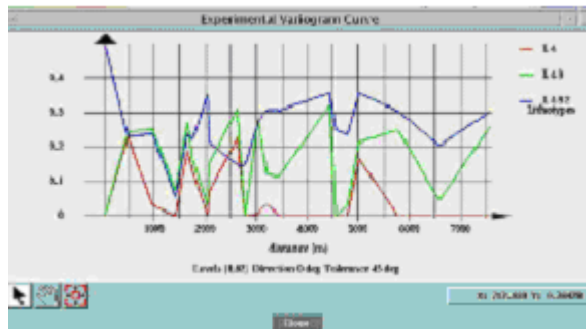


Figura A- 3-13 - Variograma horizontal com pouco significado, devido aos poucos poços utilizados e a grande distância entre eles.

3.10. Definição da regra de contato (*PluriGaussian Threshold*)

Como pode ser visto na Figura A-3-14, é colocada a regra de contato entre as fácies, que é estabelecida de acordo com o conhecimento geológico e do comportamento das camadas. A relação espacial entre as fácies é estabelecida de acordo com as informações geológicas (Dowd *et al* 2003).

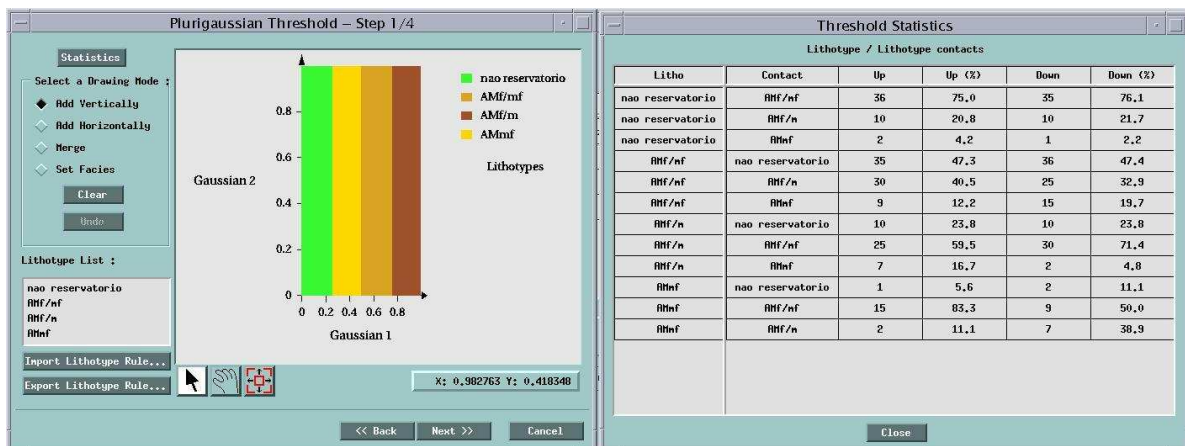


Figura A- 3-14 - Etapa do programa onde se coloca a regra de contato.

A definição da regra de contato foi feita de forma não estacionária utilizando a matriz de proporção (Figura A-3-15). Beucher *et al* (1993) mostra a importância da escolha apropriada do modelo variográfico, exemplificando o caso em que o ajuste do variograma experimental não-estacionário por um modelo estacionário leva a uma superestimação do alcance.

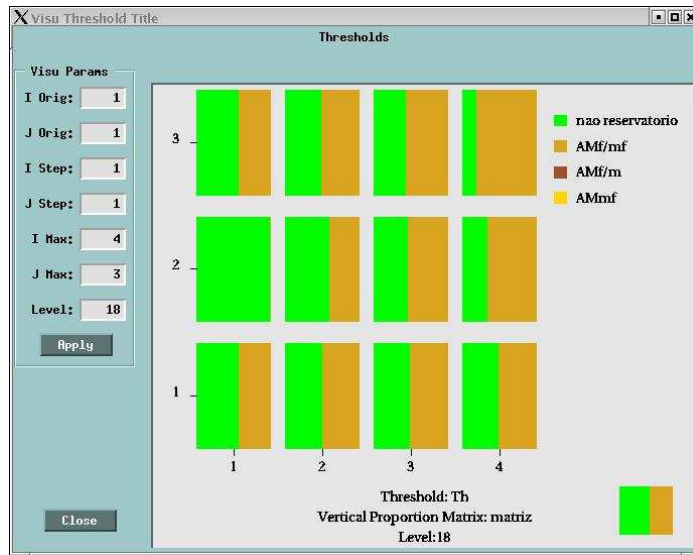


Figura A- 3-15 -Matriz de proporção com I=4, j=3 e com 18 níveis.

3.11. Modelo de variograma (Variogram Model)

Com base na matriz, obtida na etapa de definição da regra de contato (matriz Th), e com a utilização do variograma exponencial, faz-se o modelo do variograma para a simulação plurigaussiana (Figura A-3-16).

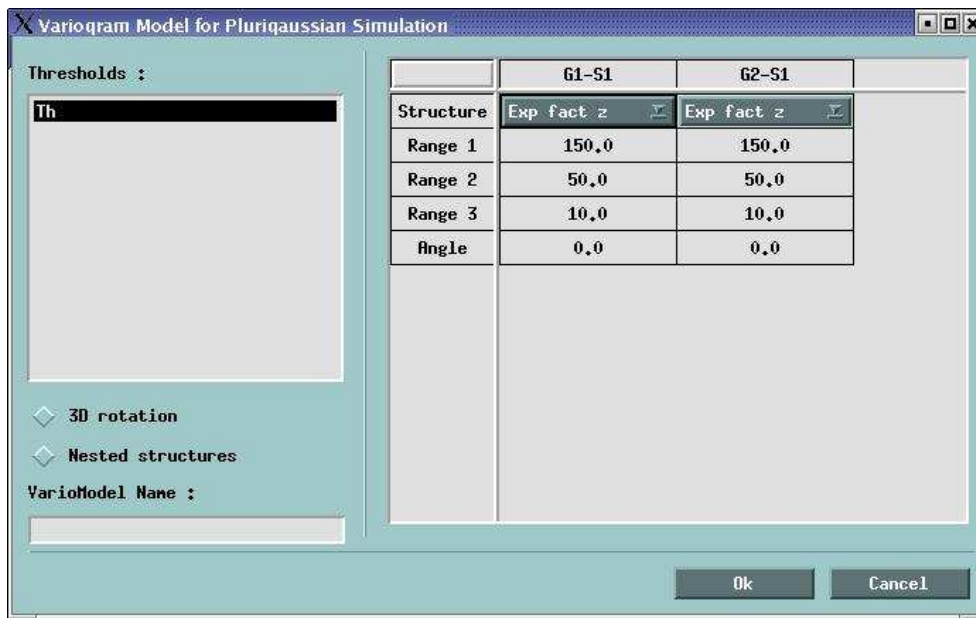


Figura A- 3-16 –Etapa do programa onde se coloca o modo os parâmetros para a obtenção do modelo de variograma para a simulação plurigaussiana.

3.12. Simulação

A simulação foi feita para cada unidades litológica, ou seja, foram feitas 25 simulações.

A simulação foi feita em todos os poços (Discretized Well set - All), no nosso caso apenas 2 poços, e foi utilizado o modelo do variograma plurigaussiano obtido no item anterior. Na Figura A-3-17 observa-se os parâmetros utilizados para a simulação de fácies.



Figura A- 3-17 -Etapa do programa onde se coloca os parâmetros para a simulação final.

Na Figura A-3-18 observa-se o resultado da simulação entre dois poços para uma unidade litológica (LithoUnit).

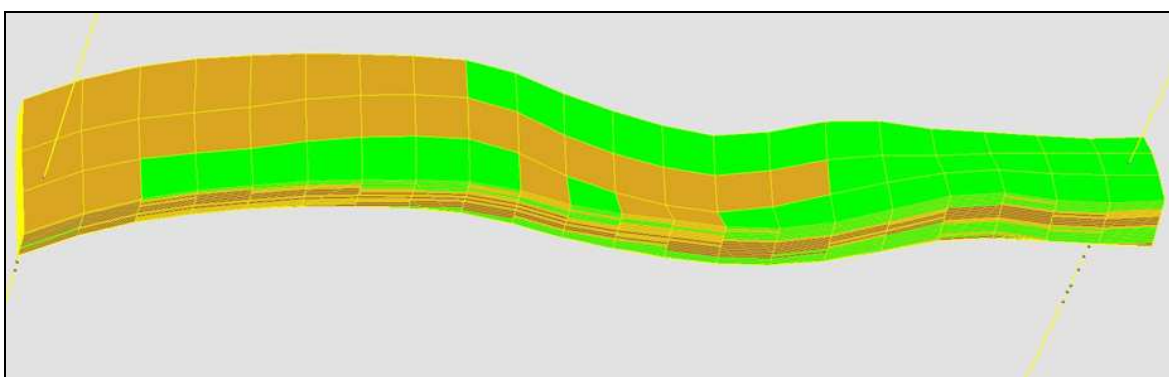


Figura A- 3-18 – Exemplo de simulação entre dois poços para uma LithoUnit.

3.13. Simulação da Porosidade

O método de simulação para a porosidade foi o Gaussiano (Figura A-3-19), foi baseado no modelo de fácies (Lithomodel) para cada fácies foi feito um modelo de porosidade.

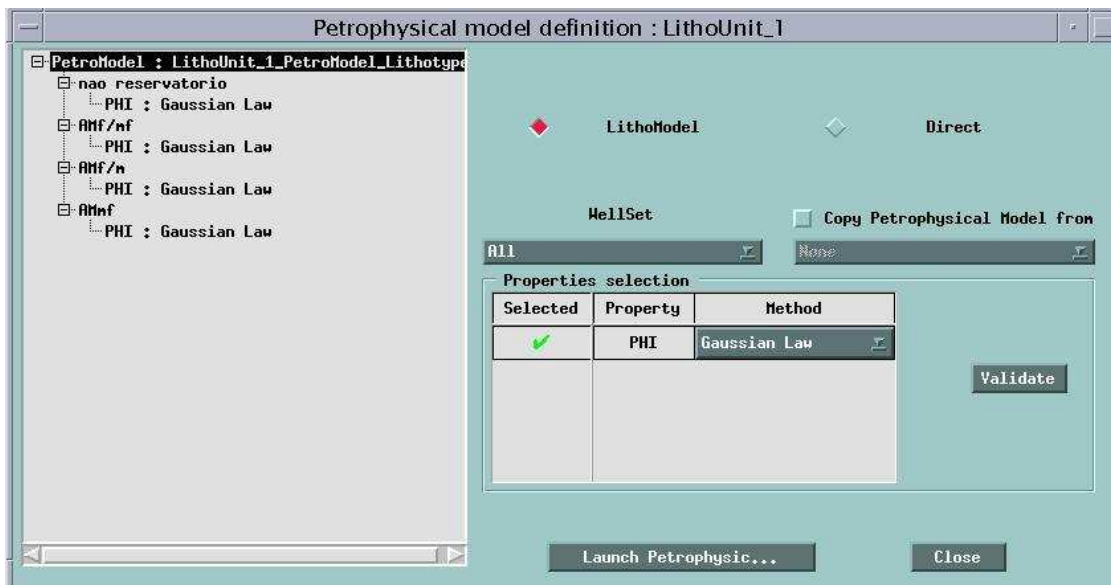


Figura A- 3-19-Etapa do programa onde se define o algoritmo para a determinação da simulação de porosidade, no caso, o adotado foi o Gaussiano.

Caso os valores das porosidades (mínima, máxima ou média) obtidas pelo programa (Figura A-3-20), não estejam consistente com as características das fácies, estes podem ser editados.

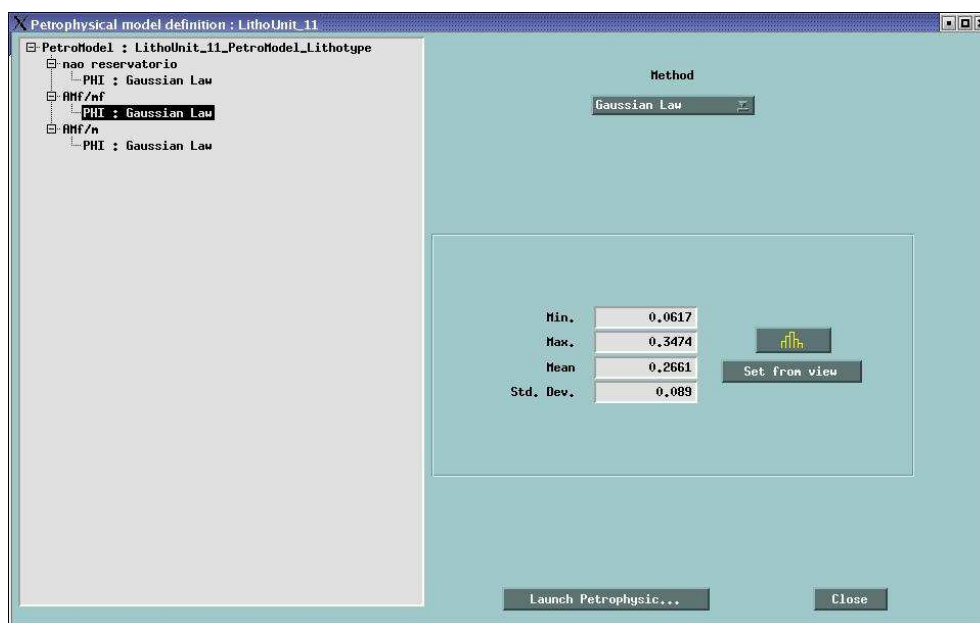


Figura A- 3-20-Etapa do programa onde são apresentados os valores das porosidades (mínima, máxima e média) obtidos para cada fácies, caso haja necessidade eles podem ser editados.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)