

Douglas Ruan Tavares Lisboa

**CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO DE
POÇOS NO INTERVALO ALBIANO DA BACIA DE CAMPOS**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

**UFRJ
Rio de Janeiro
2013**



UFRJ

Douglas Ruan Tavares Lisboa

CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO DE POÇOS NO INTERVALO ALBIANO DA BACIA DE CAMPOS

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

Orientador:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2013

LISBOA, Douglas Ruan Tavares.

Caracterização de eletrofácies e correlação de poços na bacia de Campos /

Douglas Ruan Tavares Lisboa - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2013.

xiv, 66 p. : il., 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2013.

Orientador: Douglas Ruan Tavares Lisboa

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

Douglas Ruan Tavares Lisboa

**CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO DE POÇOS NO
INTERVALO ALBIANO DA BACIA DE CAMPOS**

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

Orientador:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Aprovada em:

Por:

Prof. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

Geól. Marcelo Machado da Cruz (OGX)

Geól. Mauro Torres Ribeiro (OGX)

“Tenho a impressão de ter sido uma criança brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos”

Isaac Newton

Agradecimentos

A minha família, especialmente a minha mãe, avó, tia e primas, por todo o apoio dado ao longo da minha vida.

Ao meu orientador, Leonardo Borghi, por sua dedicação e pelo conhecimento transmitido ao longo da faculdade, além de todo apoio e compreensão quanto a questões pessoais e profissionais.

Aos amigos geólogos, geofísicos e engenheiros da OGX, em especial ao Mauro Ribeiro, Marcelo Cruz, Paulo Ernesto, Carlos Pontes e Dayse Daltro, pelas conversas e pelos conhecimentos adquiridos ao longo da confecção deste trabalho, as quais foram de grande importância para o meu crescimento pessoal e profissional.

Aos meus amigos, Pedro Lopes e Louise Veloso, pela paciência, compreensão e apoio durante esta fase.

Aos meus amigos de turma, com os quais convivi ao longo da faculdade, compartilhando momentos inesquecíveis.

A OGX Petróleo e Gás S.A. pela infraestrutura disponibilizada.

Finalmente a todos, que, de alguma maneira, me ajudaram durante todos esses anos.

Resumo

Lisboa, Douglas. **Caracterização de eletrofácies e correlação de poços no intervalo Albiano da bacia de Campos.** 2013. xiv, 66 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Neste estudo foi realizada a análise faciológica do intervalo Albo-Cenomaniano em seis poços localizados na região sul da bacia de Campos, através da caracterização de eletrofácies e correlação estratigráfica. Foram utilizados perfis geofísicos de raios-gama, densidade, neutrão e sônico, os quais foram processados, interpretados e utilizados na modelagem de eletrofácies. O intervalo analisado envolve as rochas carbonáticas de idade Albo-Cenomaniana do Grupo Macaé, principalmente aquelas correspondentes à Formação Quissamã, o principal reservatório deste intervalo. Através de uma análise estatística supervisionada, foram caracterizadas ao todo sete eletrofácies, que foram agrupadas em quatro eletrossequências, as quais, por sua vez, serviram de base para a correlação dos poços. A correlação foi realizada com base nos marcos elétricos identificados em perfis e com base nas superfícies limitantes das eletrossequências definidas. O padrão de distribuição das fácies observado na correlação demonstra as heterogeneidades e os controles estruturais e paleoambientais que influenciam na acumulação desse sistema carbonático. Além disso, a boa correlação confirma a eficácia da utilização da modelagem de eletrofácies em poços como uma ferramenta para a análise estratigráfica.

Palavras-chave: Eletrofácies; Formação Quissamã; Albiano; bacia de Campos

Abstract

Lisboa, Douglas. **Electrofacies characterization and well-log correlation in the Albian interval of the Campos Basin.** 2013. xiv, 66 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

This study aimed a facies analysis of the Albo-Cenomanian interval in six wells located in the southern Campos basin, based on electrofacies characterization and stratigraphic correlation. Geophysical logs (gamma-ray, density, neutron porosity and sonic) were used in this task. They were processed, interpreted and used in electrofacies modeling. The interval involves Albo-Cenomanian carbonate rocks of the Macaé Group, especially those corresponding to the Quissamã Formation, the main reservoir of this section. From a supervised multivariate analysis were characterized seven electrofacies, which were grouped in four electrosequences, also used in well correlation. Correlations were performed based on stratigraphic markers and based on boundary surfaces of the electrosequences previously defined. The distribution of the facies demonstrates a heterogeneous pattern. Besides, structural and paleoenvironmental control influence the growth and sedimentation of this carbonate system. Furthermore, an apparent good correlation confirms the effectiveness of using electrofacies modeling in wells as a tool for stratigraphic analysis.

Key-words: Electrofacies; Quissamã Formation; Albian; Campos basin

Lista de figuras

- Figura 1** — Mapa de localização dos poços e da área de estudo (coordenadas geográficas omitidas por sigilo). p. 2
- Figura 2** — Fluxograma apresentando as etapas realizadas durante a modelagem de eletrofácies. p. 4
- Figura 3** — Agrupamentos de eletrofácies, dispostas no espaço n-dimensional (Rosa, 2006). p. 6
- Figura 4** — Perfis compostos dos poços P1, P2 e P3 com as curvas de RG, RHOB, NPHI e DT. p. 8
- Figura 5** — Perfis compostos dos poços P4, P5 e P6 com as curvas de RG, RHOB, NPHI e DT. p. 9
- Figura 6** — Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos (modificado de Winter *et al.*, 2007). Em destaque: o Grupo Macaé, alvo do estudo. p. 12
- Figura 7** — Arcabouço das feições estruturais da seção rife na Bacia de Campos (Rangel *et al.*, 1998). p. 13
- Figura 8** — Destaque da carta estratigráfica da bacia de Campos mostrando a seção albiana. p. 17
- Figura 9** — Histogramas da variável raios-gama para os poços P1 a P6. p. 31
- Figura 10** — Histogramas da variável densidade para os poços P1 a P6. p. 33
- Figura 11** — Histogramas da variável porosidade para os poços P1, P3 e P6. p. 35
- Figura 12** — Histogramas de perfil sônico para os poços P1 a P6. p. 37
- Figura 13** — Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e RHOB para os poços P1 a P6. p. 39
- Figura 14** — Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e DT para os poços P1 a P6. p. 41
- Figura 15** — Gráficos de dispersão entre as variáveis RHOB e DT para os poços P1 a P6. p. 43
- Figura 16** — Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e NPHI para os poços P2, P3 e P6. p. 45

- Figura 17** — Gráficos de dispersão entre as variáveis RHOB e NPHI para os poços P2, P3 e P6. p. 46
- Figura 18** — Gráficos de dispersão entre as variáveis DT e NPHI para os poços P2, P3 e P6. p. 48
- Figura 19** — Perfil composto apresentando as curvas de RG, RHOB, NPHI , DT, o modelo de eletrofácies e a interpretação litológica para o mesmo. p. 54
- Figura 20** — Comparação entre os modelos de eletrofácies obtidos para os poços P1 a P6. p. 55
- Figura 21** — Modelo de eletrossequências determinado a partir da análise da sucessão das eletrofácies dos poços P1 a P6. p. 58
- Figura 22** — Correlação estratigráfica dos poços analisados p. 62

Lista de quadros

- Quadro 1** - Caracterização qualitativa das eletrofácies definidas a partir da análise estatística. p. 29
- Quadro 2** – Síntese das eletrofácies para a seção estudada. p. 49
- Quadro 3** - Caracterização das eletrossequências identificadas na seção estudada. p. 56

Lista de tabelas

Tabela 1 - Comparaçāo entre os valores aproximados para as curvas utilizadas.

p. 30

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix
Lista de quadros	xi
Lista de tabelas	xii
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 MATERIAL E MÉTODO.....	2
2.1 Dados obtidos e área de estudo.....	2
2.2 Método.....	3
3 CONTEXTO GEOLÓGICO.....	10
3.1 Bacia de Campos	10
3.1 Plataforma Carbonática Albiana	16
4 FUNDAMENTAÇÃO ANALÍTICA	20
5 RESULTADOS	29
5.1 Determinação de eletrofácies	29
5.1.1 Análise de histogramas	31
5.1.2 Análise de gráficos de dispersão	38
5.2 Caracterização de eletrofácies	49
5.2.1 Eletrofácies EF1	50
5.2.2 Eletrofácies EF2	50
5.2.3 Eletrofácies EF3	51
5.2.4 Eletrofácies EF4	51
5.2.5 Eletrofácies EF5	52
5.2.6 Eletrofácies EF6	53
5.2.7 Eletrofácies EF7	53
5.3 Eletrossequências	56
5.3.1 Eletrossequência ES1	56

5.3.2 Eletrossequência ES2	57
5.3.3 Eletrossequência ES3	57
5.3.4 Eletrossequência ES4	57
5.4 Correlação de poços	59
6 CONCLUSÕES	63
Referências bibliográficas	65

1 INTRODUÇÃO

A plataforma carbonática albiana vem sendo estudada ao longo das últimas décadas por diversos autores, abrangendo aspectos de sedimentologia, estratigrafia, geológicos estruturais e geoquímicos. A importância dada a essa seção deve-se ao grande potencial petrolífero verificado na mesma, a partir da década de 1980, principalmente nas bacias de Sergipe-Alagoas, Campos e Santos. Nestas, a seção carbonática tornou-se um dos principais *plays* petrolíferos, tendo sido, a partir desta mesma década, descobertos diversos campos como os de Garoupa, Jubarte, Pampo e Badejo, na Bacia de Campos; Riachuelo, na Bacia de Sergipe-Alagoas; e os campos de Tubarão e Caravela, na Bacia de Santos.

Responsável por mais de 80% da produção de petróleo no Brasil, a bacia de Campos possui cerca de 2.300 poços perfurados. Desde as primeiras descobertas, ocorridas em 1974, as empresas petrolíferas utilizam dados de perfil de poço para a identificação de novas reservas de hidrocarbonetos, para aumentar o conhecimento sobre os prospectos e para diminuir os riscos exploratórios. Os estudos petrofísicos utilizando esses perfis são a principal fonte indireta de investigação do arcabouço geológico das bacias, permitindo a caracterização geológica e sendo de extrema importância para a fase inicial de desenvolvimento de um campo.

O principal objetivo deste trabalho consiste na identificação litológica através da determinação de eletrofácies e na correlação estratigráfica da seção carbonática albiana, em poços.

2 MATERIAL E MÉTODO

2.1 Dados obtidos e área de estudo

Os dados utilizados no presente trabalho envolvem perfis geofísicos de 6 poços (Figura 1) que contêm a suíte de curvas: Raios Gama (**GR**); Densidade (**RHOB**); Porosidade (**NPHI**) e Sônico (**DT**) no formato LAS.

A seção estudada corresponde à Formação Quissamã, de idade Albo-Cenomaniana (112-94 Ma), cuja base se encontra em contato erosivo com os domos de sal da Formação Retiro e, o topo, é marcado pela superfície de inundação máxima correspondente aos calcilutitos, margas e folhelhos das formações Outeiro e Imbetiba.

Os poços encontram-se localizados na porção sul da Bacia de Campos, a cerca de 70 km do município de Cabo Frio (Figura 1).

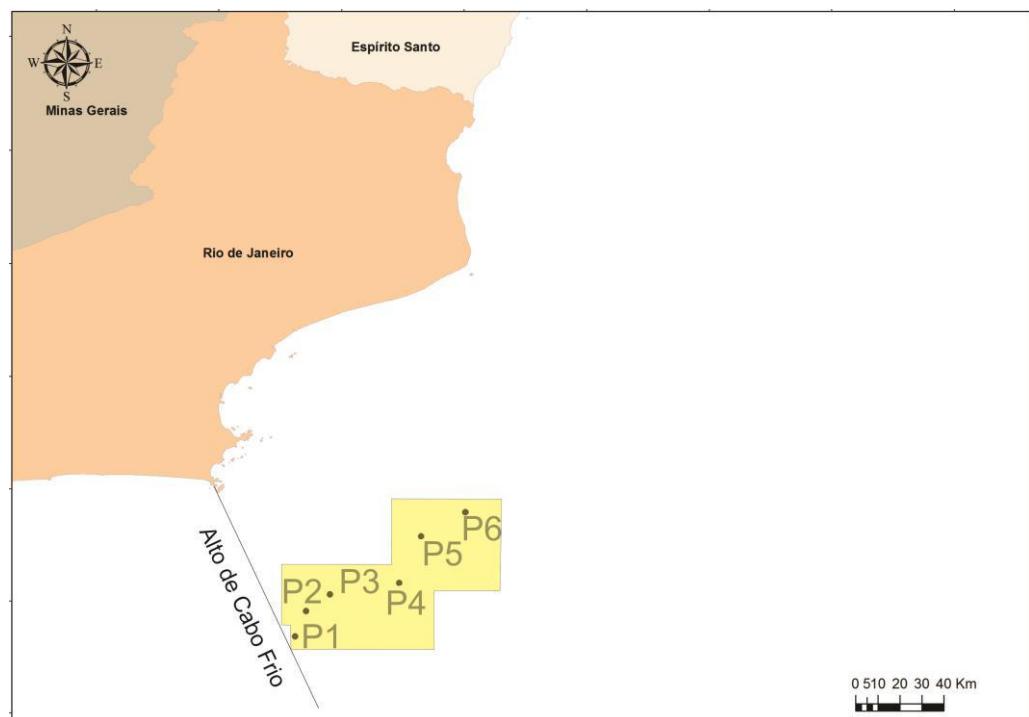


Figura 1 - Mapa de localização dos poços e da área de estudo (coordenadas geográficas omitidas por sigilo).

2.2 Método

O conjunto de dados geofísicos de poço utilizado neste trabalho serviu de base para a aplicação da ferramenta de eletrofácie. Os dados numéricos que constituem as curvas produzidas durante a perfilagem são utilizados como informações principais, às quais são adicionados dados geológicos (rocha) de testemunhos e de amostras de calha, para a obtenção das eletrofácie do reservatório. Em associação com este processo foram aplicadas técnicas de estratigrafia de sequências para a identificação de marcos elétricos e estratigráficos, identificação de episódios deposicionais e correlação lateral dos perfis de poço.

Durante o tratamento dos dados, foram verificados os intervalos que apresentavam problemas nas medições, causadas por arrombamento da parede do poço ou “espiralamento” da mesma. Estes incidentes afetam principalmente as leituras dos perfis de densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). O poço P3 apresentou tais alterações e, para correção das mesmas, foi realizada a suavização das curvas de densidade e neutrão no intervalo afetado, utilizando um cálculo de suavização oferecido pelo software utilizado. Este método diminui o ruído causado pelos defeitos na parede do poço tornando os valores das curvas mais seguros e próximos do original.

Para a modelagem de eletrofácie não foram utilizadas as curvas de resistividade, já que a mesma é bastante sensível à variação de fluidos presentes no espaço poroso, afetando de forma perceptível o processo de determinação de litologias.

Para a correlação dos poços, foi realizada uma correção de profundidade para um determinado *datum* estratigráfico. Neste caso foi escolhido o topo da sequência carbonática, marcado por uma superfície de inundação máxima. Esta superfície é

representativa do afogamento total da plataforma, no qual ocorreu a deposição de margas e folhelhos bem marcados nos perfis pelos altos valores de raios-gama. A figura 2 apresenta um fluxograma detalhado dos passos seguidos durante as etapas de modelagem de fácies.



Figura 2 - Fluxograma apresentando as etapas realizadas durante a modelagem de eletrofácies.

Este estudo utilizou uma metodologia robusta, amplamente aplicada na indústria de petróleo, que envolve técnicas estatísticas para a identificação das eletrofácies, possibilitando a identificação e individualização de rochas reservatório e não reservatório a partir do processamento dos dados numéricos das curvas mencionadas.

A eletrofácie é definida através da interpretação da função de densidade multivariada, a partir da combinação de uma análise estatística com os dados de poço interpretados geologicamente (Cruz, 2003). Para se obter este resultado podem ser utilizados dois métodos de classificação: o método sob forma supervisionada ou o método sob forma não supervisionada.

Para este trabalho, foi adotada a forma supervisionada, que recebe o *input* de informações do geólogo, que corrige erros de extração e direciona a pesquisa de acordo com os dados existentes. Neste caso, foram usados dados de descrição de testemunhos e amostras de calha como suporte à análise estatística. O método não supervisionado é baseado numa análise estatística multivariada dos perfis de poço, na qual se utiliza apenas os dados desses perfis para a definição das eletrofácies, obtendo

um número de classes conforme as características da amostragem (análise de *cluster*). O mesmo detecta e analisa a variação da densidade no hiper-espaço, possibilitando a detecção dos conjuntos a partir do número de picos da função densidade (Cruz, 2003).

Na análise estatística os dados de poços são comparados e apresentam como característica comum apenas as unidades de medida. Os resultados estão sujeitos à interferências devido à parâmetros tendenciosos, que dificultam a interpretação do conjunto de dados. Para evitar esta interferência, torna-se necessária a observação dos padrões de *cross-plots*, histogramas e perfis gerados durante a análise (Cruz, 2003). Os dados de poço constituem um conjunto de valores de z , os quais são associados às curvas dos perfis. As eletrofácies obtidas correspondem ao cluster de valores de z no espaço (Figura 3), ou seja, consistem em uma representação numérica do empilhamento litológico referente ao poço mapeado por perfis (Rider, 2000).

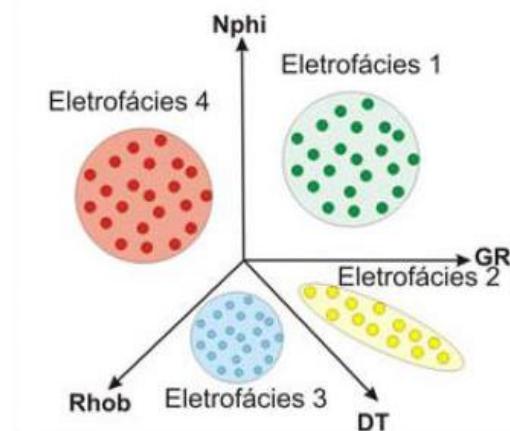


Figura 3 - Agrupamentos de eletrofácies, dispostas no espaço n-dimensional (Rosa, 2006).

Todo o trabalho de processamento das curvas, confecção dos perfis de poço, estudo de eletrofácies, correlação de poços e análises petrofísicas foi realizado utilizando-se o software Geolog®, Paradigm (figuras 4 e 5). O mesmo utiliza o método

de MRGC (*Multi-Resolution Graph-based Clustering*) para a análise e predição de eletrofácies. Este método é baseado na aplicação do método estatístico multivariado que utiliza o K-ésimo vizinho mais próximo (*k-nearest neighbor*, KNN). O método MRGC determina automaticamente o número ideal de *clusters*, permitindo ao geólogo determinar o nível de detalhamento requerido.

Serra (1986) propôs o termo eletrofácies baseando-se no fato de toda aquisição geofísica de poço ser tratada genericamente por perfil elétrico. O mesmo elaborou uma classificação de fácies através de um conjunto de perfis e sua correlação física com a rocha. A fim de um melhor entendimento das características individuais de cada fácie, as mesmas serão descritas a partir de três critérios fundamentais, sendo eles diagnose, interpretação e discussão.

A diagnose consiste nos valores estimados dos perfis de poço que levaram à definição e individualização de uma determinada eletrofácie. Uma única eletrofácie pode apresentar um *range* expressivo de valores, os quais serão apresentados detalhadamente no capítulo 5.

A interpretação corresponde à definição de uma litologia específica, assim como a descrição de suas propriedades físicas e seus processos genéticos. Para a classificação litológica foi adotada a classificação proposta por Dunham (1962), a qual privilegia as características faciológicas das rochas carbonáticas.

Na discussão serão relacionadas as características petrofísicas apresentadas na diagnose com a interpretação realizada. Esta análise torna possível o entendimento dos processos genéticos que levaram à formação de uma determinada litologia, assim como a inferência do ambiente deposicional relacionado.

A partir da caracterização e individualização das eletrofácies, assim como da análise e interpretação das mesmas, foram definidas eletrossequências. Estas

correspondem a intervalos estratigráficos discriminados a partir de um determinado conjunto de eletrofácies que sejam consistentes e que estejam relacionadas através de um mesmo processo genético (Rider, 2000). De forma generalizada, as eletrossequências correspondem a sucessões de litofácies. Este fator permite sua utilização como base para a correlação de poços, já que os limites de uma eletrossequência podem representar os limites de um ciclo deposicional.

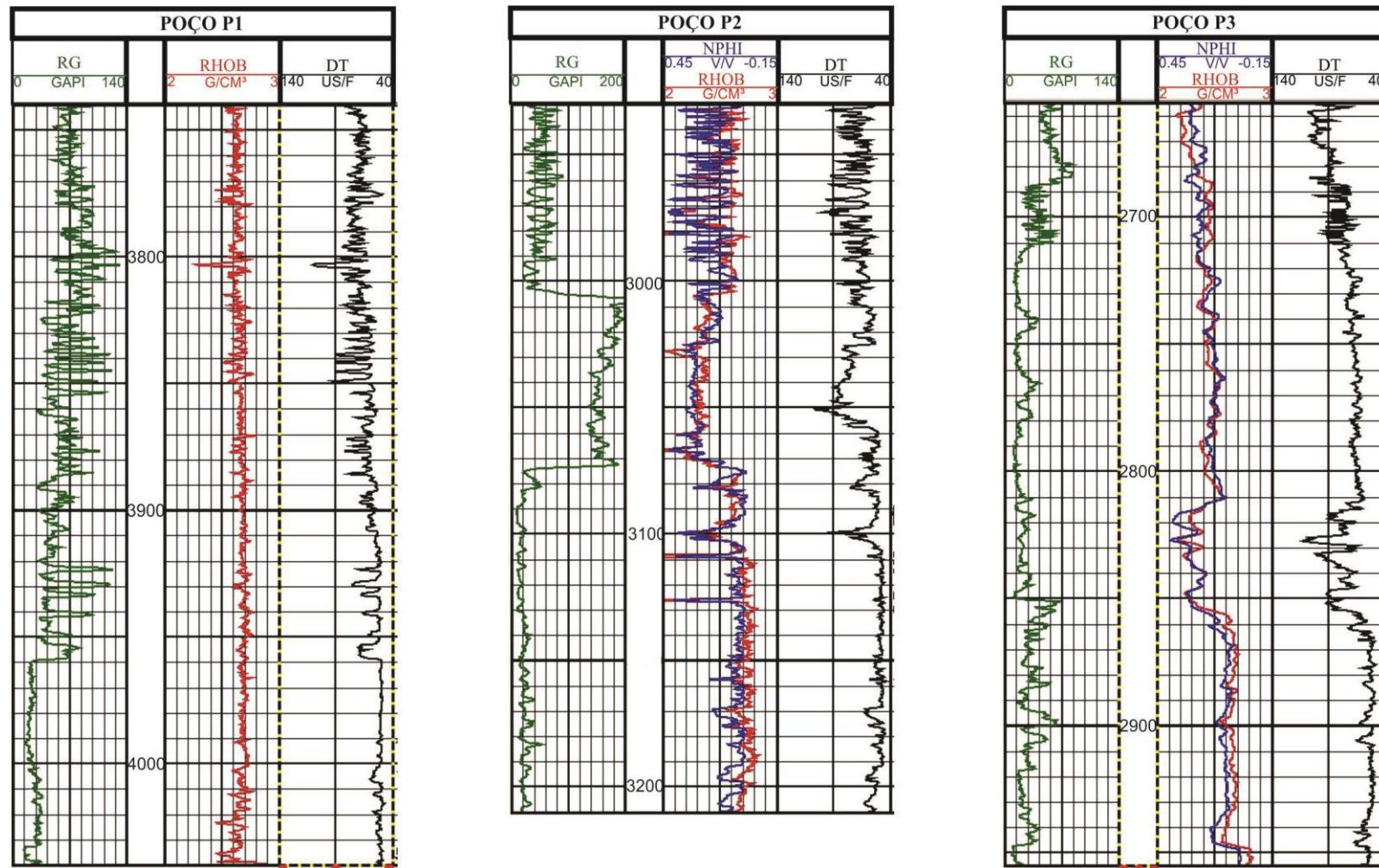


Figura 4 - Perfis compostos dos poços P1, P2 e P3 com as curvas de RG, RHOB, NPHI e DT.

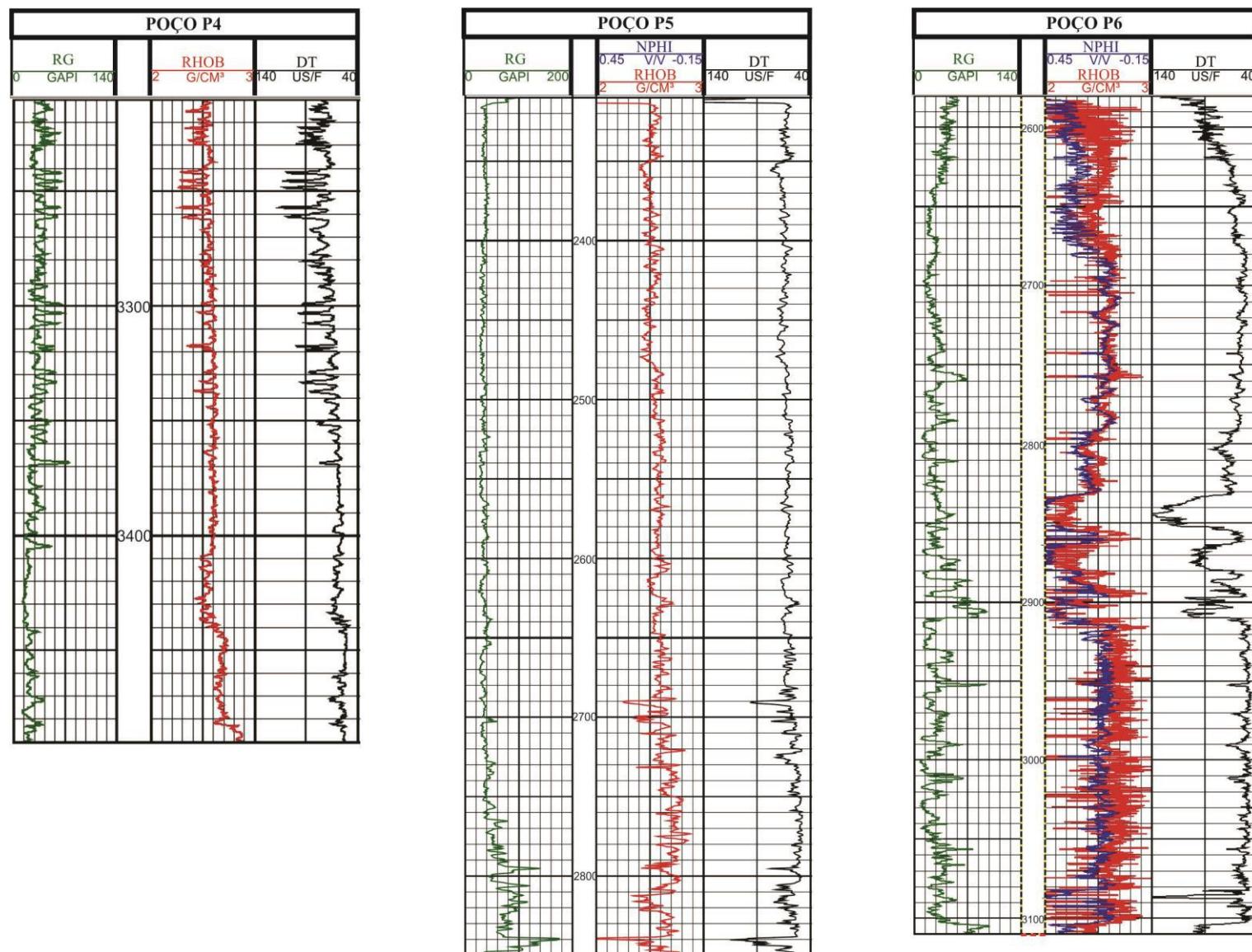


Figura 5 - Perfis compostos dos poços P4, P5 e P6 com as curvas de RG, RHOB, NPHI e DT

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Bacia de Campos

Situada na margem continental do sudeste do Brasil, a Bacia de Campos possui cerca de 100.000 km², dos quais 500 km² encontram-se em sua porção emersa. Seus limites são definidos, a norte, pelo alto estrutural de Vitória, e a sul, pelo alto estrutural de Cabo Frio. Ao longo de quase 40 anos de exploração, foram perfurados cerca de 2.300 poços, o que põe a bacia em posição de destaque, representando a maior reserva brasileira de hidrocarbonetos (Winter *et al.*, 2007).

Nas últimas décadas, diversos autores vêm descrevendo a geologia da bacia de Campos. Destacam-se, entre esses, os trabalhos de Guardado *et al.* (1990) e Rangel *et al.* (1994). Em um trabalho mais recente, Winter *et al.* (2007) dividiu a bacia em cinco unidades litoestratigráficas principais: Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos. O embasamento cristalino é composto por gnaisses pré-cambrianos pertencentes à Faixa Ribeira.

Arcabouço estratigráfico.— Do ponto de vista da estratigrafia sequencial, foram individualizadas vinte e sete sequências (Figura 6), as quais são delimitadas com base em eventos deposicionais e erosivos de caráter regional. Neste estudo, serão abordadas a sequência K60 e a porção basal da sequência K70, que compreendem parte do Grupo Macaé. Especificamente, as mesmas incluem os carbonatos platformais da Formação Quissamã e aos calcilutitos da Formação Outeiro (Winter *et al.*, 2007).

O Grupo Macaé é subdividido nas formações Quissamã, Outeiros, Goitacás e Imbetiba.

A Formação Quissamã é constituída por grainstones oolíticos e oncolíticos, mudstones e packstones depositados em ambiente de mar aberto, caracterizado pelo desenvolvimento de uma ampla plataforma carbonática. Esta sequência (K60) foi depositada em um período aproximado de 4,9 m.a., com uma taxa máxima de deposição de 21,5 m/m.a. (Winter *et al.*, 2007). Em sua porção proximal foi individualizado o Membro Búzios, caracterizado por dolomitos fraturados e brechados, apresentando um sistema poroso bastante complexo. Sua idade é datada do início do Albiano (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Outeiro é caracterizada pela intercalação de calcilutitos e margas depositados em ambiente de mar profundo. Esta seção representa o afogamento da plataforma carbonática durante a transgressão que marca a transição entre o Albiano Superior e o Cenomaniano. Caracterizada como parte da sequência K70, esta seção é informalmente conhecida como “Seção Bota”, devido à forma que adquirem as curvas dos perfis de raios-gama e resistividade (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Goitacás é composta por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados depositados nas porções proximais da bacia. Estão associados lateralmente com margas e calcilutitos (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Imbetiba é representada por margas e arenitos turbidíticos restritos, além de depósitos arenosos de leque deltaico. Sua idade é definida como cenomaniana (Winter *et al.*, 2007).

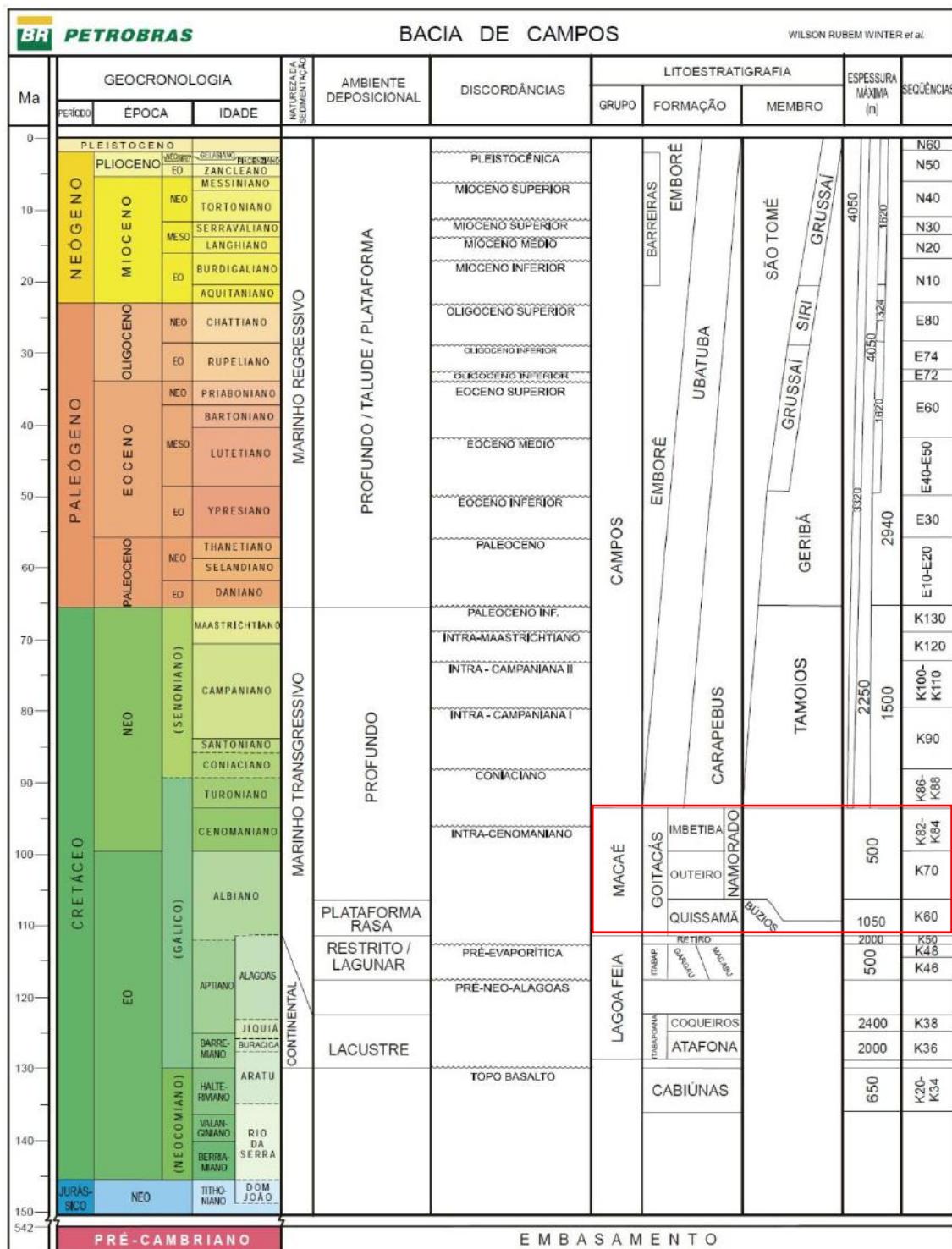


Figura 6 - Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos (modificado de Winter et al., 2007). Em destaque: o Grupo Macaé, alvo do estudo.

Arcabouço estrutural. — Guardado et al. (1990) consideram dois estilos estruturais principais para a Bacia de Campos. Um deles está controlado por falhas normais de alto ângulo originadas na crosta continental pelos esforços distensivos de abertura do oceano Atlântico, o qual afetou principalmente os basaltos e sedimentos da fase pré-rifte; e o outro, corresponde às falhas normais lístricas originadas pela halocinese e que afetam essencialmente os sedimentos da fase Drifte da bacia.

Durante a fase Rife, no Cretáceo Inferior, desenvolveram-se estruturas extensionais de alto ângulo, representadas por horstes e grábens que compartimentavam a bacia e criavam altos e baixos estruturais importantes, como o Alto de Badejo, Alto Externo, Baixo de Corvina-Parati e o Gráben Leste (Figura 7).

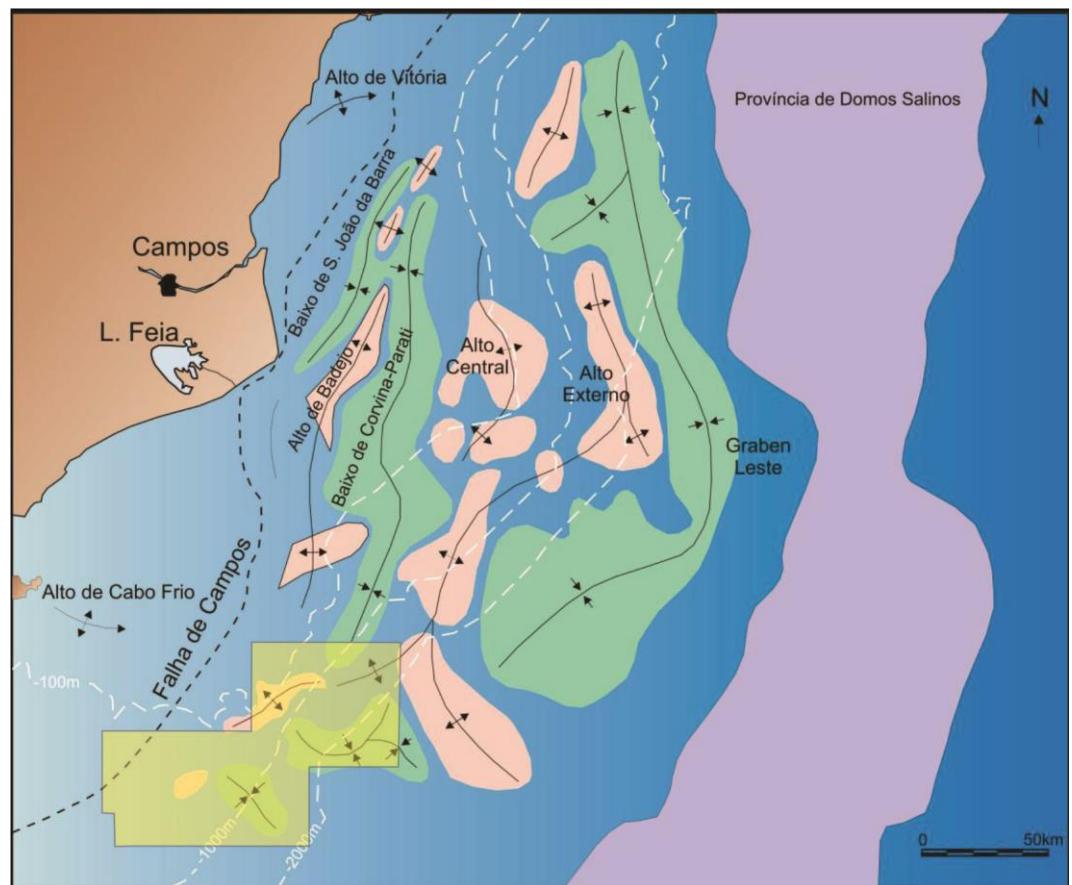


Figura 7 - Arcabouço das feições estruturais da seção rife na Bacia de Campos. Em destaque, a área de estudo (Rangel *et al.*, 1998).

A partir do desenvolvimento da discordância pré-alagoas, a maior parte das falhas normais se tornou inativa, marcando o fim da atuação intensa da tectônica distensiva sobre a sedimentação da bacia.

O estilo estrutural relacionado à tectônica salífera é favorecido pelo intenso soterramento da bacia. A partir do final do Aptiano, o diferencial de compactação dos sedimentos provocou a migração do sal rumo ao interior da bacia, causando, em sua porção proximal, o desenvolvimento de um controle estrutural distensivo, com criação de falhas normais lístricas, de crescimento e geração de espaço de acomodação. Em sua porção distal, em águas profundas, o desenvolvimento de um padrão compressivo propiciou o desenvolvimento de minibacias, falhas reversas e de empurões e criação de diápiros salinos.

Evolução tectonossedimentar. — O modelo de evolução das bacias da margem continental brasileira é alvo de estudo de diversos autores, apresentando-se assim dividida de formas diferentes. Segundo Rangel *et al.* (1994), a evolução tectonossedimentar da Bacia de Campos foi um fator determinante na formação dos seus sistemas petrolíferos. A concentração de enormes volumes de hidrocarbonetos na bacia foi condicionada por fatores como o baixo grau de afinamento crustal, a reativação das fontes de sedimentos, a intensa tectônica adiastrófica e as variações globais no nível do mar durante o Neocretáceo, Neógeno e Paleógeno.

No presente trabalho foi adotada a proposta de Cainelli *et al.*, (1999), a qual considera inicialmente um estiramento litosférico, com consequente afinamento da crosta e da litosfera, durante a fase Rifice, e posteriormente, uma fase de subsidência termal, a qual estaria associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera. O autor divide as fases evolutivas da bacia em Pré-rifice, Sin-rifice, Continental,

Transicional e Margem Continental Passiva, as quais foram agrupadas em megassequências e individualizadas de acordo com as discordâncias angulares e erosivas de caráter regional existentes na bacia.

A partir do início do rifteamento do supercontinente Gondwana, há aproximadamente 135 Ma (Valanginiano – Hauteriviano), iniciou-se a história evolutiva da Bacia de Campos. Este momento foi marcado pelo magmatismo da Formação Cabiúnas.

A megassequência Continental corresponde aos primeiros registros da fase Rifte, depositados ao final do Jurássico. É marcada pelo controle estrutural de falhas normais sintéticas e por vulcanismo toleítico. Durante a evolução do rifte, depositaram-se ainda os sedimentos do Grupo Lagoa Feia, com uma variação lateral de fácies conglomeráticas, areníticas e finas, da borda de falha para o interior da bacia. Esta fase é marca ainda pela deposição de espessas camadas de coquinhos lacustres e pelo desenvolvimento do sistema carbonático correspondente aos atuais reservatórios do Pré-sal.

A transição entre a sequência Continental e a Marinha é marcada pela megassequência Transicional. Esta é marcada inicialmente por uma sucessão terrígena, que grada para depósitos evaporíticos, típicos de clima quente e árido, com a deposição de grandes volumes de sal, do Aptiano ao Albiano Inferior.

A megassequência Marinha marca o fim da restrição entre as águas do Atlântico Sul Meridional e Atlântico Sul pelo Alto estrutural de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo, assim como o início da sedimentação marinha de margem passiva (Azevedo, 2004). Essa sedimentação é dividida em três “sequências” principais: carbonática nerítica, hemipelágica e de oceano profundo.

A primeira sequência é caracterizada pela sucessão de carbonatos de alta energia, depositados na plataforma carbonática albiana, que se estendia por toda a margem leste, sendo encontrada também nas outras bacias marginais (Azevedo, 2004).

A sequência hemipelágica corresponde aos calcilutitos e margas da porção superior do Grupo Macaé, depositada entre o Cenomaniano Superior e o Turoniano; e pelos folhelhos e margas do Grupo Campos.

A sequência de oceano profundo, iniciada no Terciário, é marcada pelo padrão progradacional das unidades terrígenas e carbonáticas.

3.2 Plataforma Carbonática Albiana

No decorrer do Mesozoico, com início do rifteamento e desintegração do supercontinente Gondwana, que culminaram na abertura do oceano Atlântico Sul, uma série de mudanças surtiram efeito na paleogeografia global, levando ainda a alterações fisiográficas, climáticas, sedimentológicas e biológicas (Azevedo, 2004). Inicialmente, ao final do Aptiano, o Atlântico Sul constituía-se num mar restrito, com dimensões de cerca de 2 400 km de comprimento por 400 km de largura máxima, a qual correspondia a uma crosta continental estirada, localizada na região do Platô de São Paulo (Chang *et al.*, 1992; Kowsmann *et al.* 1982).

Hay *et al.* (1999) propuseram um modelo paleogeográfico global para o Albiano, indicando que o segmento do Atlântico Sul estaria localizado entre as latitudes de 15° e 40°S, numa região de clima tropical a subtropical, com orientação principal NNE/SSW. Devido a essas condições geográficas, esta região seria considerada de clima árido, com balanço hídrico negativo e salinidades acima da média. Associando-se a esses fatores, o padrão de formação da crosta oceânica, que se inseriu de forma

assimétrica na crosta continental estirada, foi de extrema importância no estabelecimento de plataformas largas, que favoreceram o desenvolvimento da plataforma carbonática verificada ao longo da margem leste brasileira (Azevedo, 2004 *apud* Szatmari *et al.*, 1984).

Winter *et al.* (2007) subdividem a seção albiana representada pelo Grupo Macaé em cinco formações: Goitacás, Quissamã, Namorado, Outeiro e Imbetiba (Figura 8). A Formação Quissamã representa o início da sedimentação carbonática de margem passiva e rasa, a qual grada verticalmente para os calcilutitos da Formação Outeiros, evidenciando um afogamento desta plataforma ao final do Albiano e início do Cenomaniano.

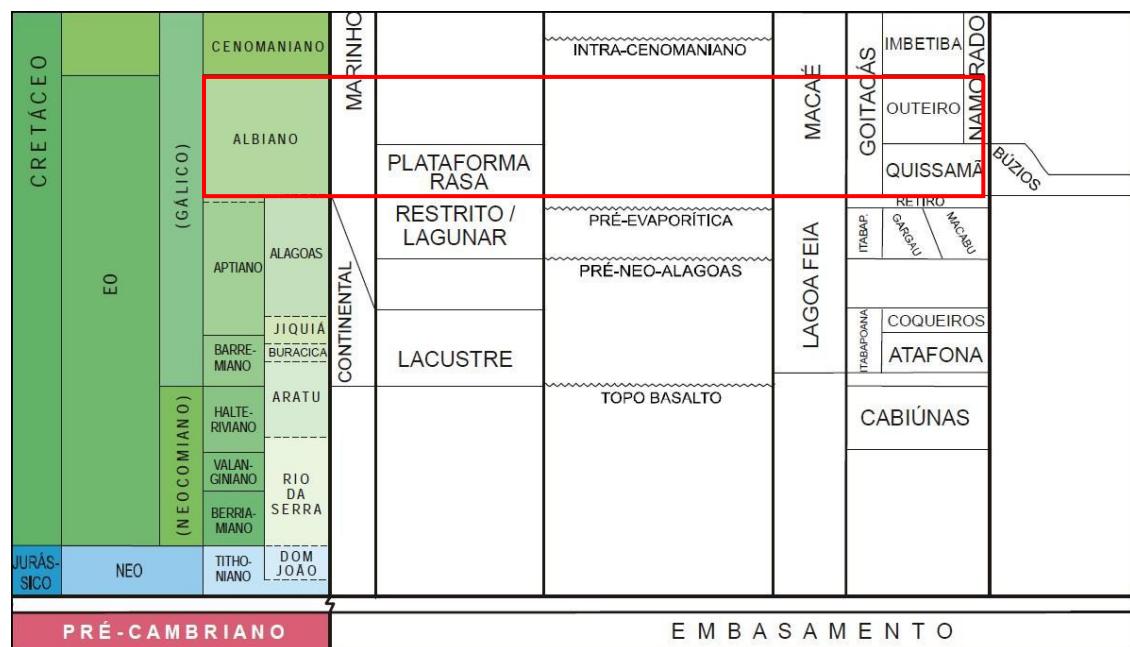


Figura 8 - Destaque da carta estratigráfica da bacia de Campos mostrando a seção albiana (modificado de Winter *et al.*, 2007).

O início da deposição do Grupo Macaé deu-se em ambiente nerítico raso, sobre os evaporitos do Grupo Lagoa Feia. Na porção sul da bacia, desenvolveu-se uma

sedimentação essencialmente carbonática, com a disposição de diversos ambientes (planície de maré, laguna e ilhas-barreira) ao longo da plataforma (Spadini *et al.*, 1988; Guimarães, 1994).

A sequência basal do Grupo Macaé foi sujeita a uma intensa dolomitização, que afetou esta seção de forma generalizada. Esta sequência é caracterizada por camadas de dolomitos (Membro Búzios) que se tornam adelgaçados à medida que se avança bacia adentro. Esses dolomitos são caracterizados por um sistema poroso complexo, composto por brechas, *vugs*, cavernas, falhas e fraturas (Winter *et al.*, 2007). Petrologicamente, os dolomitos possuem cristalinidade fina a grossa e são originados a partir da dolomitização de sequências de *mudstones* e *grainstones* (Winter *et al.*, 2007), depositados em uma plataforma carbonática inicial. Neste momento de sua evolução, a grande disponibilidade de íons de magnésio em solução favoreceu o processo de dolomitização precoce. Nas porções central e distal, é comum a intercalação de microdolomitos e anidritas, os quais representam uma transição entre um ambiente de sabkha e um ambiente marinho aberto. Por meio de datações de nanofósseis e palinomorfos o Membro Búzios é datado do início do Albiano.

A sequência acima dos dolomitos do Membro Búzios corresponde à Formação Quissamã, marcada pela superposição de shoals oolíticos/oncolíticos em diversos ciclos de *shoaling-upward* de até 15 metros de espessura (Winter *et al.*, 2007), com tendência de espessamento dos depósitos de *grainstones*, correspondentes às rochas de maior energia do sistema (Spadini & Paumer, 1983). Os mesmos se desenvolveram em um momento de progressiva subsidência, favorecendo a expansão da “fábrica” carbonática.

Carvalho *et al.* (1990) propõem, a partir do estudo das barras oolíticas do Campo de Tubarão, na bacia de Santos, uma subdivisão de pelo menos três subambientes deposicionais: crista das barras, flanco das barras e depressões situadas entre as barras.

As fácies de *grainstones* ocorrem nas porções de alta energia, situadas nas cristas das barras, em condições de infra e intermaré. Os *packstones* oolíticos e oncolíticos são depositados nos flancos das barras, caracterizados por serem ambientes de energia moderada a baixa. Os *packstones* e *wackestones* peloidais caracterizam as fácies de mais baixa energia, depositadas nas depressões situadas entre as barras, provavelmente abaixo do nível-base da ação de ondas. Nessas depressões, o evento de afogamento é marcado por camadas que mostram pronunciados efeitos de compactação química e bioturbação (Guimarães, 1994). Através desse estudo, Carvalho *et al.*, (1990) mostraram ainda que a mesma variação vertical observada ao longo dos poços ocorre também horizontalmente, evidenciando a migração lateral, no tempo, da crista dos *shoals*.

Conforme observado por Figueiredo *et al.* (1983), a partir do início e meados do Albiano, a intensificação da halocinese passou a modificar a topografia de fundo, influenciando na formação e na distribuição dos sedimentos. A tectônica salífera atuou ainda no arqueamento, fraturamento e falhamento dos *shoals* oolíticos, gerando uma série de estruturas como falhas lístricas e de crescimento. A tectônica gerada pela movimentação do sal foi caracterizada por um regime distensivo, na porção proximal da bacia e, compressivo, em sua porção distal.

A partir do final do Albiano, as barras começaram a sofrer um processo cíclico de afogamento cada vez mais restritivo. Tal fato culminou com o afogamento total da área e deposição dos calcissiltitos e, posteriormente, calcilutitos e margas da porção superior do Grupo Macaé (Baumgarten *et al.*, 1989).

4 FUNDAMENTAÇÃO ANALÍTICA

Segundo Rider (2000), a perfilagem geofísica consiste no registro contínuo dos parâmetros geofísicos captados ao longo da parede de um poço, por meio de ferramentas específicas, onde os valores medidos são associados à profundidade das informações obtidas dos poços.

Como um método utilizado para verificar e avaliar as características físicas e químicas das sucessões de estratos e dos fluidos nelas contidos, a perfilagem tem como objetivo principal a determinação da profundidade e a estimativa do volume da jazida de hidrocarboneto, através da análise de perfis de poços obtidos pelas diversas técnicas existentes. Estas utilizam sensores e amostradores apropriados que são introduzidas ao longo do poço. Após a medição, as respostas são transmitidas para computadores na superfície onde os dados são processados. De forma mais abrangente, as aplicações dos perfis geofísicos de poços podem ser divididas em qualitativas e quantitativas.

A perfilagem pode ser realizada durante a perfuração, ou seja, em tempo real (LWD – *Logging While Drilling*) ou após a perfuração (*Wireline/Cabo*). As ferramentas de LWD têm a vantagem de medir as propriedades de uma formação antes desta ser invadida pelos fluidos de perfuração, trabalhando acopladas ao sistema MWD (*Measurements While Drilling*), transmitindo completamente ou parcialmente os resultados à superfície enquanto as ferramentas ainda estão no poço (*Real Time Data*). Os resultados podem ainda ser descarregados após serem retiradas do poço (“*Memory Data*”). Além disso, diversos poços não apresentam disponibilidade técnica para serem perfilados pelas ferramentas de *wireline*, principalmente poços desviados. Os perfis de

LWD são ainda utilizados para uma melhor alocação do poço, para que este continue dentro da zona de interesse ou na porção mais produtiva do reservatório.

Nas medições de *wireline* a sonda é decida no poço aberto, em um condutor múltiplo, contra helicoidal. Uma vez encontrada a base do intervalo de interesse, as medições começam a ser realizadas, enquanto a ferramenta sobe em direção à superfície. Tal procedimento é realizado atentando-se à tensão a qual o cabo está submetido, tentando mantê-la constante para que não haja problema nas futuras correlações de profundidade. A exceção para essa prática se dá apenas quando o poço perfura áreas termicamente anômalas, com temperaturas superiores às suportadas pelos componentes eletrônicos das ferramentas. Neste caso são realizadas medições durante a decida da sonda (*down log*), e se possível, durante sua retirada do poço.

No presente estudo serão usados apenas os perfis convencionais de raios-gama, densidade, neutrão e sônico, os quais objetivam a análise litológica e servem como base para a correlação de poços. A descrição desses perfis serve de base para a interpretação geofísica dos poços e para um melhor entendimento do significado de cada curva, assim como das informações que podem ser obtidas de cada uma delas.

Perfil de Raios-Gama (GR).— As ferramentas de Raios-Gama medem a radiação natural do urânio (U^{238}), potássio (K^{40}) e tório (Th). O potássio e o tório estão concentrados nos minerais que constituem os resíduos insolúveis nas rochas carbonáticas e principalmente nos argilominerais, em rochas siliciclásticas (Schlumberger, 1989). O principal objetivo desta ferramenta é a distinção entre camadas geológicas com altas e baixas leituras de radioatividade, diferenciando portanto rochas com potencial para serem reservatórios daquelas que atuariam de forma diferenciada no sistema petrolífero (rochas geradoras, rochas selantes, entre outras). O American

Petroleum Institute (API) definiu um padrão mundial para a unidade de medida dos Raios Gama, sendo denominada de grau API (Brock, 1986).

Como os elementos radioativos tendem a se concentrar nos sedimentos pelíticos, o perfil de Raios-Gama reflete também o conteúdo argiloso contido nas rochas. As formações mais “limpas”, como arenitos quartzosos e rochas carbonáticas, geralmente apresentam um baixo nível de radioatividade e, consequentemente, um baixo valor de Raios-Gama (Nery, 1990). Comumente, os maiores valores de radiação de Th e K são encontrados em intervalos de folhelhos, sequências silto-quartzosas, sequências ricas em matéria orgânica, arenitos arcoseanos e camadas de silvita (KCl).

O volume de argila obtido da curva de RG pode ser usado para corrigir as porosidades aparentes medidas pelo perfil sônico, neutrão e de densidade (Rider, 2000). Além disso, o perfil de RG é utilizado na identificação da fábrica da rocha e correlações laterais de eventos deposicionais (correlação de poços). Neste caso, o perfil é utilizado para equalizar a profundidade de diferentes poços e para posicionar a profundidade de ferramentas de *wireline*.

Perfil de Resistividade (ILD).— O perfil de resistividade determina quais tipos de fluidos estão presentes na rocha a partir da medição da capacidade que as mesmas possuem de conduzir eletricidade. A unidade de medida padrão utilizada nos perfis é ($\Omega \cdot m$). A maior parte da água presente nas formações possui uma salinidade suficiente para conduzir eletricidade, possuindo baixa resistividade. Por outro lado, altas resistividades são esperadas para rochas cujo fluido presente nos poros é água doce ou óleo. Existem diversos tipos de perfis de resistividade, que se diferem principalmente quanto ao alcance das medições. Por causa do efeito da zona invadida, causado pelos fluidos de perfuração, as medições de resistividade de baixas profundidades de

investigação estão sujeitas a ruídos causados por esse fenômeno. A disponibilidade de ambas as medições (zona invadida e não invadida) favorece um estudo comparativo das resistividades, o qual permite a determinação da permeabilidade da formação em questão.

Perfil de Densidade (RHOB).— O perfil de densidade tem como base a relação entre a participação volumétrica de cada elemento constituinte e a densidade total da rocha (“*bulk density*”). A densidade é medida a partir da emissão de um feixe monoenergético de raios gama sobre as formações, e sua unidade padrão é dada em g/cm³. Para isso, a ferramenta dispõe de um patim metálico com uma fonte radioativa (Cs¹³⁷), direcionada, a qual é pressionada contra a parede do poço. A probabilidade de ocorrência de um choque entre os raios gama e a matéria depende das propriedades nucleares do material envolvido e da energia do fóton, sendo esta denominada de seção eficaz (*cross-section*). Quanto maior a seção eficaz maior a probabilidade de uma interação se realizar. Quando os raios gama atravessam um meio qualquer eles interagem com os elétrons orbitais presentes nos constituintes desse meio de três formas distintas: (a) podem ser absorvidos e um par elétron-pósitron é produzido em contrapartida (Efeito de Produção de Par) e requer uma radiação de alto nível energético; (b) podem ser absorvidos por um elétron, deslocando-o de sua órbita normal (Efeito Fotoelétrico); (c) os raios gama podem ser defletidos pelos elétrons, aos quais cedem parte da energia cinética. Este processo é denominado de efeito Compton, sendo a forma de interação preferencial entre os raios gama e as rochas.

A partir das medições realizadas e com o auxílio do perfil de neutrão e sônico pode-se determinar a porosidade total da formação (Schlumberger, 1989). O

perfil é usado também para detectar gás, reconhecer camadas de evaporitos e outras litologias, além da determinação da densidade dos hidrocarbonetos (Serra, 1986).

Perfil de Neutrão (NPHI).— O perfil de neutrão mede a concentração de átomos de hidrogênio (IH) na formação a partir do bombardeio desta por nêutrons de alta energia. Estes se espalham na formação, perdendo energia e produzindo raios gama (Schlumberger, 1989). Esta reação é mais eficiente quando envolve átomos de H, que são contados a partir da detecção da radiação emitida pela formação. Em rochas com grande teor de átomos de H, os nêutrons são interceptados e absorvidos rapidamente. A contagem dos nêutrons de baixa energia e da radiação gama remanescente é baixa quando o meio possui valores de porosidade total (ϕ_t) elevados e alta para meios pouco porosos. A leitura do perfil de neutrão é expressa em percentuais de porosidade, com o zero de ϕ_N geralmente correspondendo ao valor de densidade da calcita, cujo valor é de 2,75g/cm³ (Souza, 1985).

Além do registro da porosidade, o perfil neutrônico é também utilizado associado ao perfil de densidade para identificar litologias e detectar zonas contendo hidrocarbonetos. A identificação de sequências de *fining-up* e *coarsening-up* também se torna possível, uma vez que os valores de porosidade são afetados pela variação na proporção entre folhelhos e arenitos.

As ferramentas mais comuns são a CNL (*Compensated Neutron Log*), GNT (*Gama Ray/Neutron Tool*) e a SNP (*Sidewall Neutron Porosity Tool*). Essas ferramentas são necessariamente centralizadas e necessitam de correções precisas de acordo com o diâmetro do poço. Esse fato é responsável pelo grau de imprecisão esperado para os valores de porosidade.

As medições costumam estar sujeitas a ruídos causados pelos fluidos presentes na zona invadida do poço, já que a profundidade de investigação não passa de algumas polegadas. Água, óleo e gás residuais estão presentes nessa zona, propiciando valores pré-determinados de íons de hidrogênio. Para a água e o óleo o índice é similar, e geralmente utiliza-se o valor 1. Por causa de sua menor densidade, o gás possui concentrações de hidrogênio bem inferiores aos esperados para óleo e água dada uma terminada porosidade.

Para que as ferramentas apresentem uma boa qualidade nos dados é necessário que a ferramenta de cáliper esteja bem ajustada. Alterações na parede do poço, como rugosidades, espiralamento e arrombamentos são prejudiciais no que tange à confiabilidade e acurácia dos dados perfilados.

Na presença de gás nos reservatórios deve-se atentar para não haver erros no cálculo da porosidade e esta ser considerada erroneamente baixa. A presença do gás no espaço poroso implica em poucas colisões, pouca absorção de nêutrons e, consequentemente, uma maior detecção dos mesmos. Quando a contagem de nêutrons é muito alta, a leitura de porosidade resultante é menor que a correspondente à formação. Tal fato é conhecido como “*gas effect*” ou efeito “*cross-over*” e é comumente utilizado para detectar gás.

Íons de hidrogênio também estão presentes nas estruturas de alguns minerais, como a gipsita e argilominerais. Em rochas carbonáticas, deve-se atentar para que a interpretação de altos valores de porosidade propiciados por esses minerais não seja associada à porosidade vugular.

Perfil Sônico (DT).— O perfil sônico ou acústico mede o tempo de trânsito de uma onda elástica através de uma formação (Serra, 1986; Schlumberger, 1987). A ferramenta usa um transmissor de frequência constante (ultrassônica) e dois receptores. Um impulso sonoro emitido pelo transmissor propaga-se nas camadas até ativar dois receptores posicionados em distâncias fixas e predeterminadas. O equipamento mede a diferença do tempo gasto pelo som (tempo de trânsito) entre o transmissor e os receptores. Desde que centralizada, a ferramenta registra, de acordo com o princípio de Fermat, o menor tempo gasto pela onda para percorrer a distância fixa entre os dois receptores, dividido pela velocidade da onda na formação analisada. Para minimizar os efeitos de desmoronamentos e/ou rugosidades que possam afetar a centralização as ferramentas são constituídas de dois transmissores (superior e inferior) e quatro receptores, que operam alternadamente na obtenção de quatro tempos, cuja média aritmética é o valor final registrado.

Um sinal acústico pode ser caracterizado por quatro parâmetros principais: tempo de chegada, pelo qual se pode determinar a velocidade de propagação do meio; amplitude, que apresenta um decréscimo exponencial à medida que se afasta do transmissor; atenuação, que é a medida do decréscimo da amplitude com a distância do transmissor, e frequência (ou sua recíproca, período), que fornece o número de oscilações por unidade de tempo. O perfil sônico registra o primeiro parâmetro.

O perfil sônico era utilizado inicialmente como uma ferramenta auxiliar da sísmica. Wyllie (1956), estudando a correlação que existe entre o tempo de trânsito e a porosidade, demonstrou que ele poderia ser usado para a determinação da porosidade intergranular das rochas. Em função dos cálculos mais realistas das porosidades fornecidas pelos perfis radiativos (densidade e neutrônicos), o sônico está voltando a ser

usado em maior escala como suporte à sísmica, além de possibilitar, aliado aos outros perfis, inferências sobre litologia.

A relação entre velocidade de trânsito e tipo de porosidade nos permite estimar os valores dos diferentes tipos porosidade. A aproximação é feita utilizando-se gráficos de porosidade acústica para estimar valores de porosidade vugular. Subtraindo esta da porosidade total fornecida pelos perfis de densidade e neutrão, obtemos valores aproximados da porosidade intergranular. Em reservatórios carbonáticos, a equação de Wyllie não deve ser aplicada para rochas com grande percentagem de porosidade vugular ou ocorrência de *vugs* de grandes dimensões. O perfil sônico permite ainda uma fácil identificação de camadas siliciclásticas em sequências carbonáticas devido à grande diferença entre o tempo de trânsito do quartzo e dos minerais carbonáticos. Deve-se atentar para a possibilidade de confusão entre altos tempos de trânsito com altos valores de porosidade, em reservatórios clástico-carbonáticos.

Em reservatórios dolomíticos, é comum a presença de sulfatos como a anidrita. Em pequenas proporções, a anidrita não tem grandes efeitos sobre os valores de tempo de trânsito, sendo este parecido com o da dolomita. Em reservatórios localizados nas porções mais proximais das plataformas a anidrita tende a ser convertida para gipsita, a qual altera os valores dos perfis de densidade e neutrão, que não conseguem distinguir entre a água da formação e a água presente na estrutura da gipsita. No entanto, a gipsita possui valores de tempo de transito próximos aos da anidrita, permitindo que o perfil sônico seja usado como método alternativo para o cálculo da porosidade na presença de gipsita, em carbonatos com predominância de porosidade intergranular.

Entre os principais fatores complicadores da aquisição e interpretação do perfil sônico encontram-se a presença de litologia ou matriz desconhecidas, presença de

hidrocarbonetos ou argilominerais, presença de porosidade secundária e ocorrência de grandes desmoronamentos ou rugosidades do poço.

5 RESULTADOS

5.1 Determinação de eletrofácies

Esta etapa consiste na análise univariada e bivariada dos dados de perfis por meio de histogramas e gráficos de dispersão, respectivamente. Por meio desta, busca-se uma melhor compreensão das características dos agrupamentos sugeridos pelo método KNN, além da determinação das eletrofácies em termos estatísticos. Esta será realizada através da comparação de valores dos perfis de RG, densidade, neutrão e sônico. Os poços X, Y e Z não apresentam o perfil de neutrão para o intervalo estudado. Portanto, não foram confeccionados histogramas e gráficos de dispersão com esta curva para estes poços.

A partir de uma análise inicial dos dados foi possível definir 7 eletrofácies, as quais, por possuírem características petrofísicas distintas, podem ser individualizadas em diferentes agrupamentos (item 5.1.2). Para uma melhor compreensão das diferenças das respostas dos perfis para cada eletrofácie, estas serão caracterizadas inicialmente de forma qualitativa, conforme exposto no quadro 1.

Como a definição dos termos “baixo”, “médio” e “alto” é relativo ao grupo de dados analisados, torna-se necessária uma definição da variação dos valores para cada curva utilizada. Considerando que o presente estudo abrange uma seção estratigráfica primariamente carbonática, foram definidos valores aproximados de cada curva, permitindo também uma avaliação inicial quantitativa (Tabela 1).

Quadro 1 - Caracterização qualitativa das eletrofácies definidas a partir da análise estatística

Eletrofácie	Diagnose			
	RG	RHOB	NPHI	DT
EF1	Baixo	Médio	Médio	Baixo
EF2	Médio	Alto	Baixo	Médio
EF3	Baixo	Alto	Alto	Baixo
EF4	Alto	Baixo	Médio	Médio
EF5	Alto	Médio	Médio	Médio
EF6	Baixo	Baixo	Médio	Médio
EF7	Baixo	Alto	Alto	Baixo

Tabela 1 - Comparaçāo entre os valores aproximados para as curvas utilizadas

Diagnose	Raios-Gama (°API)	Densidade (g/cm³)	Neutrāo (%)	Sônico (μs/ft)
Baixo	0 – 60	2 – 2,5	-15 – 0	40 – 70
Médio	60 – 120	2,5 – 2,8	0 – 20	70 – 110
Alto	120 – 200	2,8 – 3	20 – 40	110 – 140

É válido ressaltar que os valores expostos são aproximações que se enquadram apenas no grupo de dados analisados neste trabalho, não podendo servir de regra para qualquer estudo. A resposta de cada ferramenta possui uma grande dependência em relação à litologia, à porosidade, ao tipo de fluido presente no espaço poroso, às características da matriz e à presença de falhas e fraturas.

5.1.1 Análise de histogramas

Histogramas de RG.— A figura 9 mostra os histogramas da variável raios-gama (RG) para os poços P1 a P6.

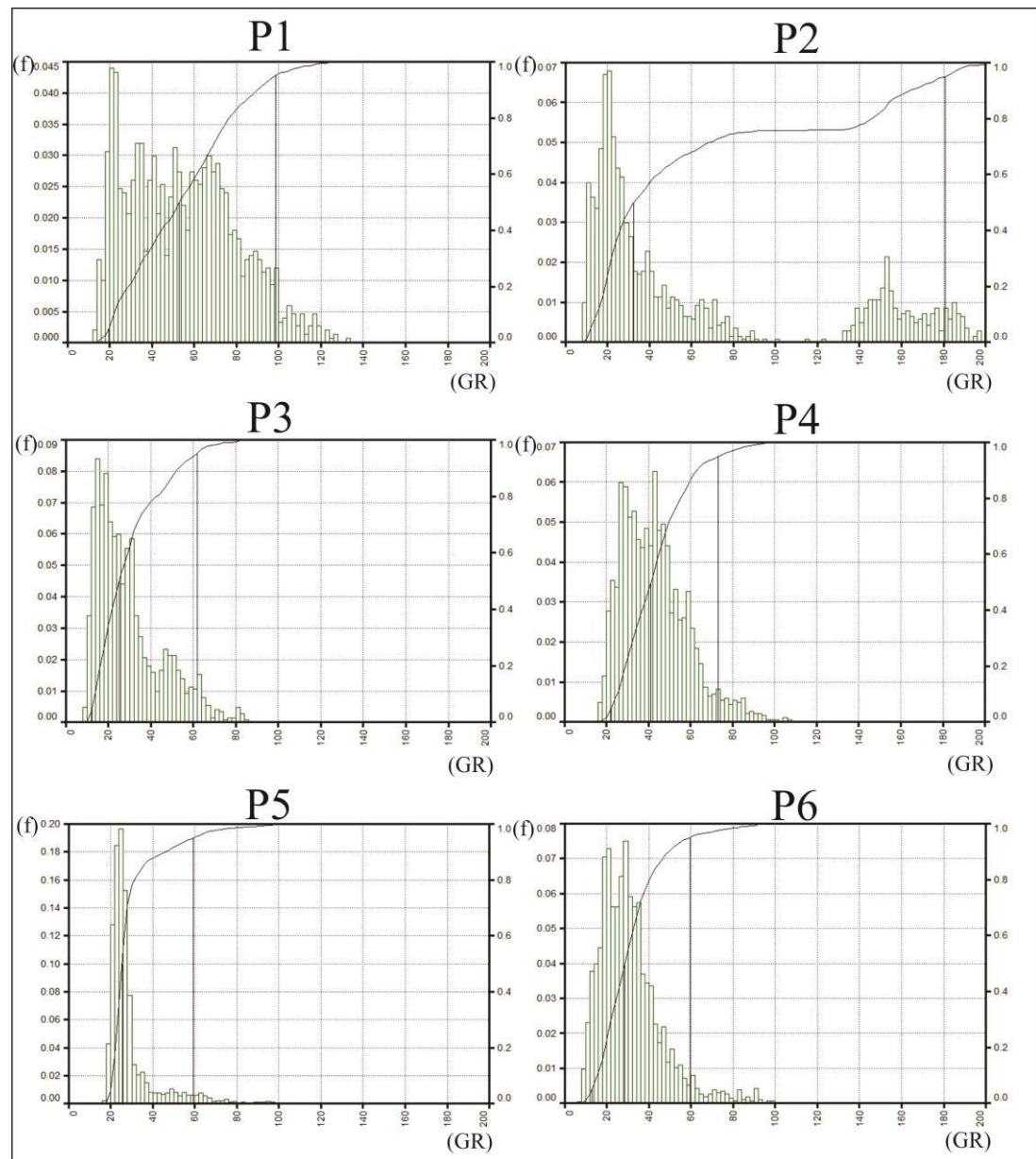


Figura 9 - Histogramas da variável raios-gama para os poços P1 a P6.

Os histogramas tendem a apresentar uma distribuição assimétrica positiva, com as maiores frequências relacionadas a baixos valores de RG (0 – 60 °API). Os mesmos apresentam uma média de 1650 observações amostradas pela ferramenta de RG, sendo a menor amostragem correspondente ao poço P2 (1401 observações) e a maior (2701 observações) correspondente ao poço P5. De forma geral, os valores de RG variam de 8 a 120 °API, com exceção do poço P2 que apresenta valores de até 200 °API.

O padrão de distribuição dos valores de RG reflete a variação de litologias presente na seção estudada. Apesar de ser uma seção essencialmente carbonática, a mesma apresenta anomalias de RG, indicativas da presença de lama carbonática (calcilutitos e margas) ou de rochas finas terrígenas (folhelhos e siltitos).

O poço P1 apresenta pelo menos três classes litológicas distintas, as quais variam entre fácies com menores valores de RG, possivelmente associadas aos carbonatos, fácies intermediárias e fácies com maiores valores de RG, provavelmente associadas aos calcilutitos e folhelhos.

O poço P2 apresenta uma distribuição assimétrica do tipo “ilha isolada”, caracterizada pelas altas frequências relacionadas a baixos valores de RG e pela presença de uma baixa frequência isolada, associada a altos valores de RG.

Os poços P3, P4, P5 e P6 apresentam um padrão similar, sendo este assimétrico positivo, marcado pela presença de altas frequências relacionadas a baixos valores de RG e pouca ou nenhuma frequência relacionada à altos valores de RG. Este padrão é típico de sequências carbonática, com baixa influencia de sedimentos terrígenos.

Histogramas de RHOB.— A figura 10 mostra os histogramas da variável densidade para os poços P1 a P6.

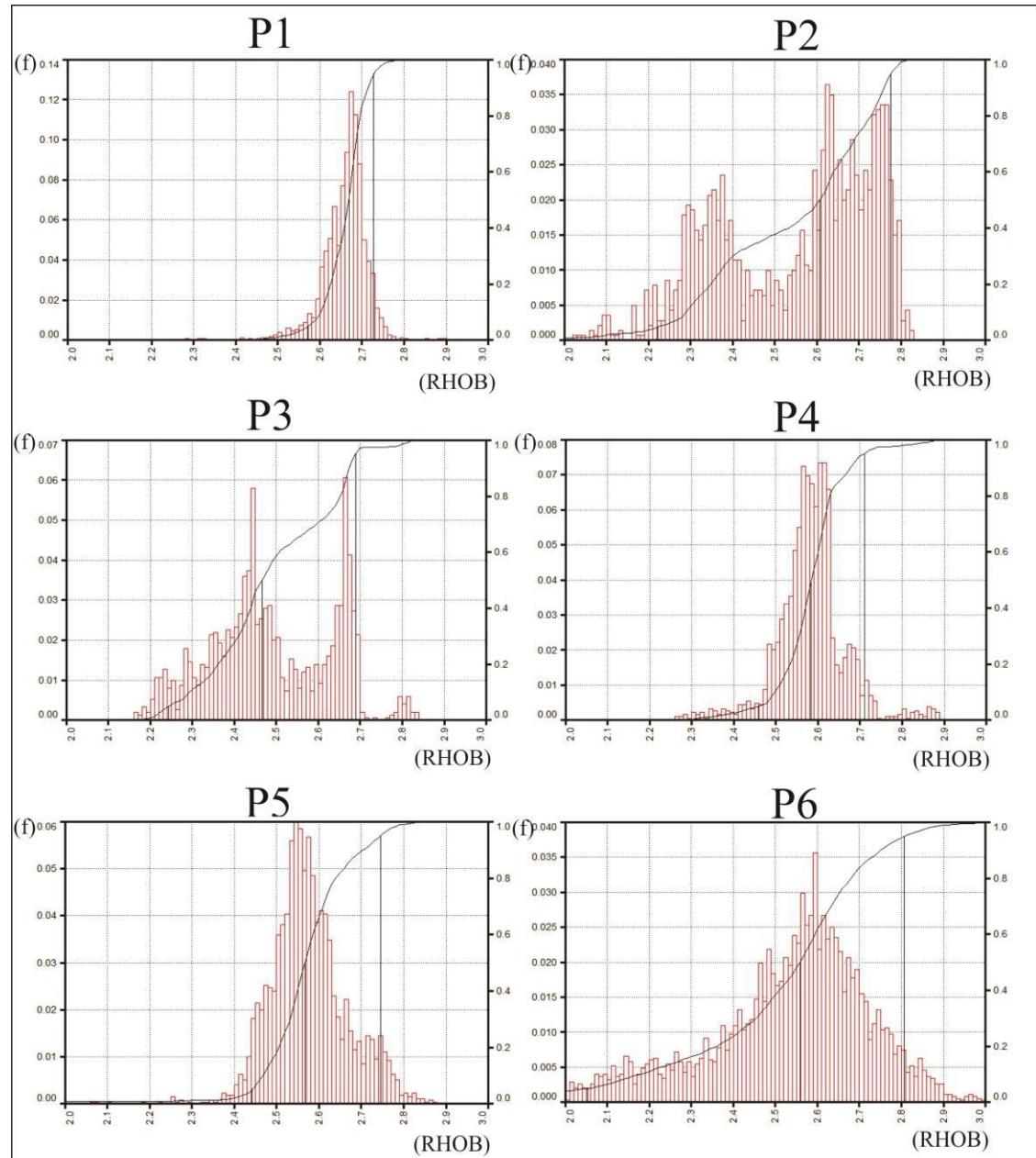


Figura 10 - Histogramas da variável densidade para os poços P1 a P6.

Os histogramas apresentam uma média de 1742 amostras registradas pela ferramenta de densidade. O poço P2 apresenta o menor número de amostras (1401) e o poço P6 o maior número de amostras registradas (3478).

Os gráficos apresentam, em geral, uma distribuição assimétrica negativa, evidenciando uma tendência das altas frequências estarem associadas a valores altos e intermediários de densidade (2,5 a 3 g/cm³).

O poço P2 apresenta uma distribuição bimodal, indicando a existência de dois grupos litológicos bastante distintos. A variação do perfil de densidade apresenta valores de cerca de 2,3 g/cm³, provavelmente associados às rochas terrígenas finas (folhelhos e siltitos), e valores de 2,7 g/cm³, provavelmente associados aos carbonatos.

Os histogramas dos poços P1, P3 e P6 demonstram uma distribuição com tendência à simetria, apresentando grandes frequências associadas a valores intermediários de densidade e as frequências mais baixas associados aos valores baixos e altos de densidade. O poço P3, porém, apresenta uma moda de 2,4 g/cm³, enquanto os poços P1 e P6 apresentam uma moda de 2,55 g/cm³ e 2,6 g/cm³, respectivamente. Esta variação pode refletir a uma maior proporção de terrígenos em relação às rochas carbonáticas no poço P3.

Os poços P4 e P5 apresentam uma variação assimétrica negativa, expondo uma predominância de fácies com densidades intermediárias a altas (2,5 – 2,9 g/cm³).

Histogramas de NPHI.— A figura 11 mostra os histogramas da variável porosidade neutrônica para os poços P2, P3 e P6.

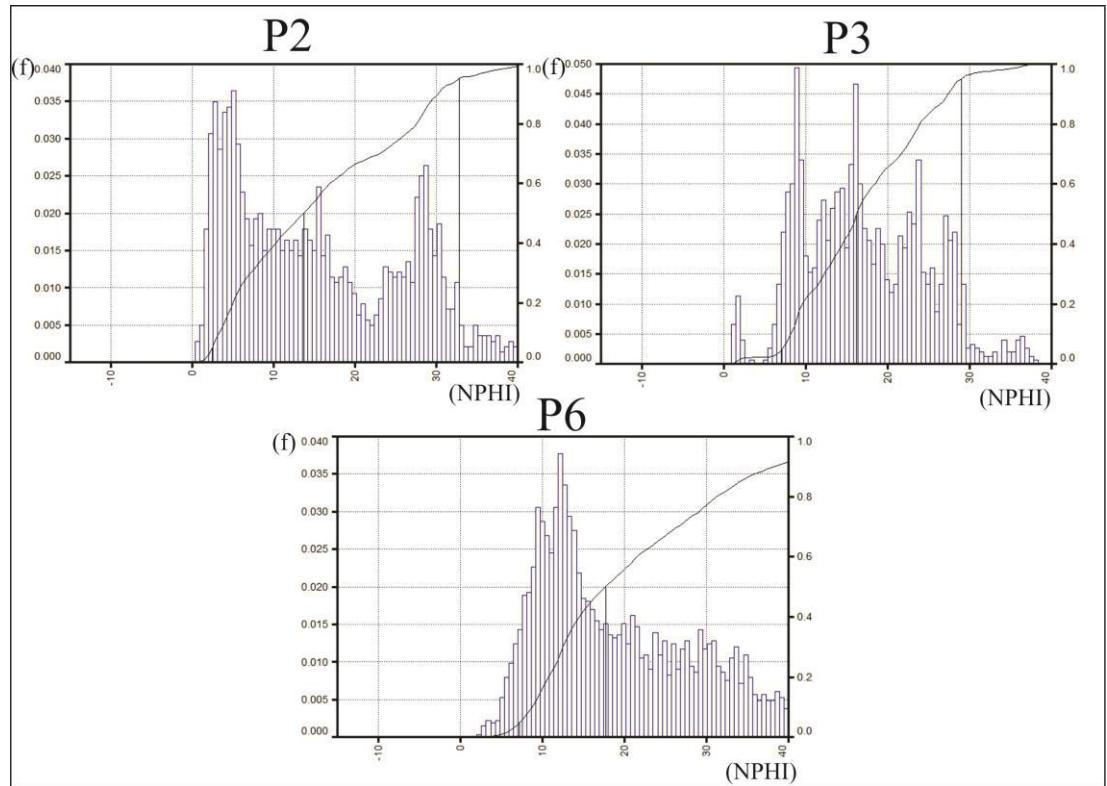


Figura 11 - Histogramas da variável porosidade para os poços P1, P3 e P6.

Os histogramas apresentam uma média de 1646 amostras coletadas pela ferramenta de neutrão. O poço P2 apresenta o menor número de dados coletados (1401), enquanto o poço P6 apresenta o maior número de dados coletados (2651).

O poço P2 apresenta uma distribuição bimodal, com altas frequências associadas a baixos valores de porosidade (0 – 10%) e frequências intermediárias relacionados a altos valores de porosidade (25 – 35%). Os maiores valores costumam estar associados à fácies terrígenas mais finas, como folhelhos e siltitos. Estas apresentam um porosidade relativamente alta, ao passo que os valores de permeabilidade são próximos de zero.

O poço P3 apresenta um padrão simétrico, com altas frequências relacionadas a valores intermediários de porosidade (~18%). Tal fato sugere uma maior homogeneidade no que tange à distribuição da porosidade se comparado aos outros poços. Porém, a distribuição apresenta ainda frequências consideráveis relacionadas a baixas porosidades.

O poço P6 apresenta um padrão assimétrico positivo, com altas frequências relacionadas a baixos valores de porosidade (~10%) e frequências intermediárias relacionadas a altos valores de porosidade.

Histogramas de DT.— Em associação com os outros perfis, o perfil sônico contribui para a determinação da litologia, da porosidade efetiva e dos tipos de fluidos no intervalo analisado. A figura 12 mostra os histogramas da variável intervalo de tempo de trânsito para os poços P1 à P6.

Os histogramas de DT apresentam uma média de 1649 amostras coletadas pelo perfil sônico O menor número de amostras (1401) foi registrado no poço P2 e o maior número (2701) foi registrado no poço P5. Os gráficos apresentam um padrão de distribuição assimétrico positivo, com exceção do poço P5, o qual apresenta uma distribuição assimétrica negativa.

Em primeira análise, observa-se que as altas frequências estão associadas a baixos valores de tempo de transito (40 – 80 $\mu\text{s}/\text{ft}$), o que indica altos valores de velocidade da onda. Em litologias mais densas e menos porosas os valores de DT tendem a diminuir, já que o mesmo mede a vagarosidade da onda, e não sua velocidade.

O poço P3 apresenta uma distribuição bastante assimétrica, apresentando quarto picos principais. Essa característica pode estar relacionada à variabilidade litológica e de porosidade presente nesta seção.

O poço P5 apresenta uma distribuição assimétrica negativa, evidenciando um aumento da frequência de altos valores de DT, se comparado aos outros poços. Tal fato pode indicar uma diminuição nos valores de porosidade para este poço, ou mesmo, um aumento da proporção de fácies terrígenas finas.

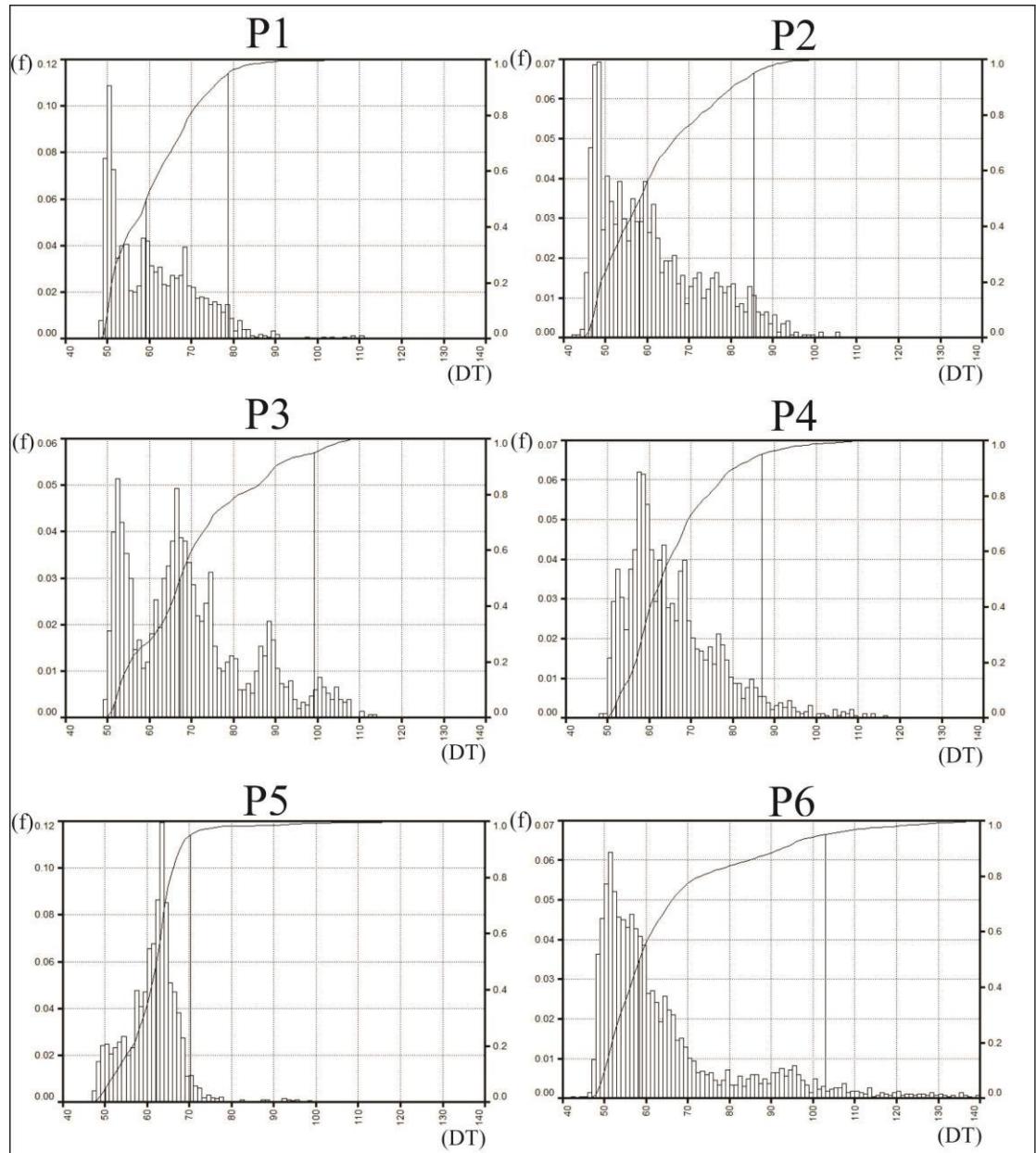


Figura 12 - Histogramas de perfil sônico para os poços P1 a P6.

5.1.2 Análise de gráficos de dispersão

Esta seção consiste na análise do cruzamento das variáveis RG, RHOB, NPHI e DT por meio de gráficos de dispersão. O objetivo é agregar informação às análises realizadas através da interpretação dos histogramas e testar a eficiência das variáveis no que tange à discriminação de fácies (agrupamentos), quando analisadas em conjunto.

Segundo Rider (2000), três tipos de gráficos de dispersão podem ser utilizados para a correlação das propriedades petrofísicas das rochas: (1) entre perfis compatíveis, os quais medem o mesmo tipo de parâmetro como, por exemplo, a porosidade; (2) entre perfis incompatíveis, que correlacionam diferentes parâmetros, como o de raios-gama e o neutrão; e (3) entre perfis e dados de testemunho ou petrofísicos medidos em laboratório, como valores de porosidade medidos em plugues ou retirados do perfil de neutrão.

Neste estudo foram utilizados os gráficos do tipo (1) e (2). Como os poços P1, P4 e P5 não possuem a curva de neutrão, os mesmos não possuem gráficos de dispersão que utilizam este perfil.

Gráficos de dispersão entre GR e RHOB.— A figura 13 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de raios-gama e densidade dos poços P1 a P6.

De uma forma geral, observa-se que os gráficos apresentam populações com um baixo a médio grau de dispersão, com exceção do poço P6, o qual apresenta um alto grau de dispersão. Os principais sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas com coloração mais próxima do vermelho.

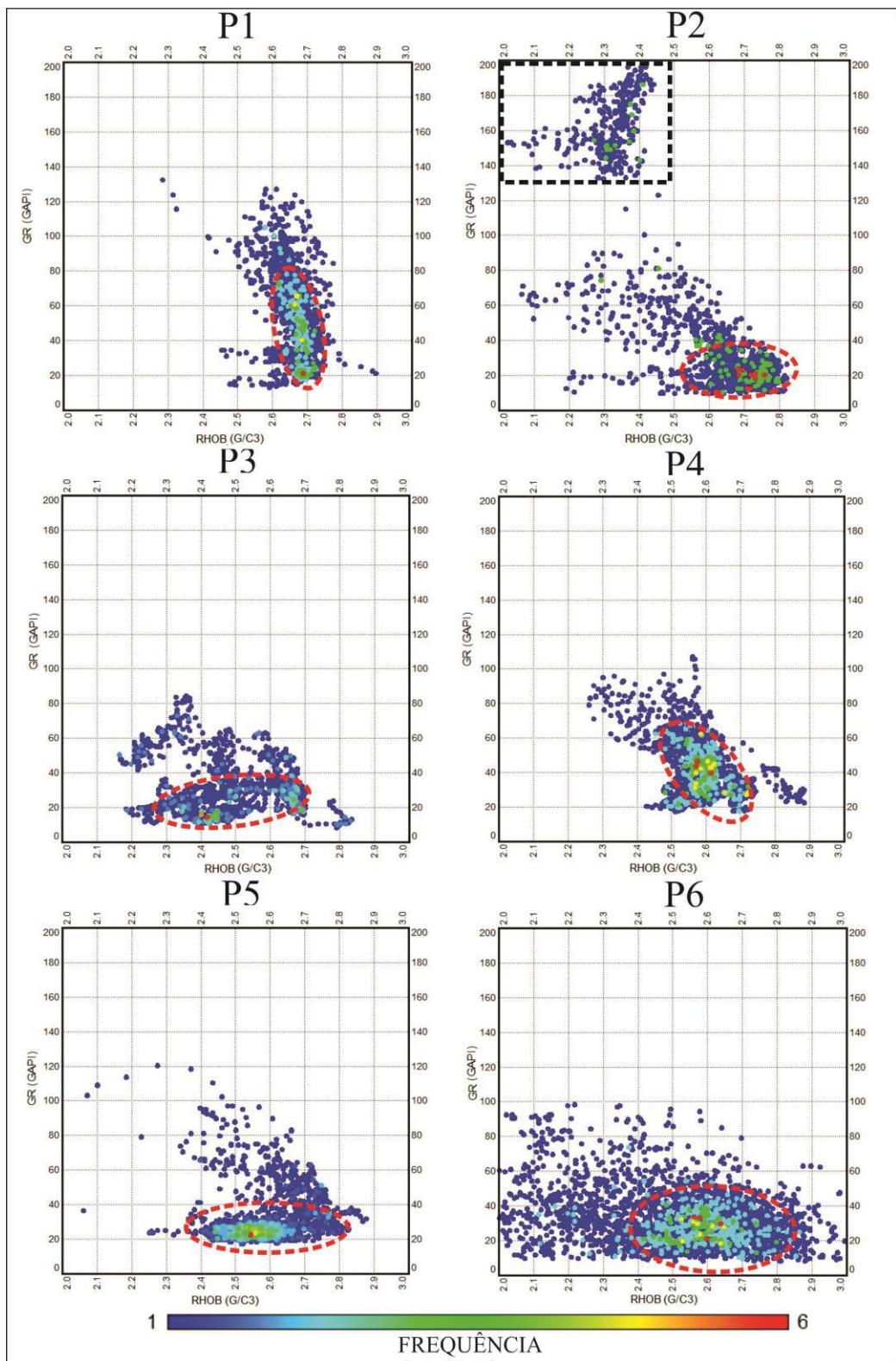


Figura 13 - Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e RHOB para os poços P1 a P6.

O poço P2 apresenta dois agrupamentos principais. A área superior observada neste poço (área do retângulo) apresenta valores de radioatividade entre 130 e 200º API e valores de densidade entre 2,03 e 2,45 g/cm³. Sob o ponto de vista faciológico, esta área corresponde a um conjunto de dados de alta argilosidade e baixa densidade, indicando a presença de rochas pelíticas nesta área do gráfico. A análise dessa fácie mostrou uma incongruência com as demais e suas características serão discutidas mais detalhadamente na seção 5.2.

O alto grau de dispersão observado no poço P6 sugere uma grande heterogeneidade em termos mineralógicos e de porosidade, já que as maiores discrepâncias estão associadas aos valores de densidade.

Os demais poços caracterizam-se pela presença de agrupamentos dos dados na porção inferior, ressaltada pelos círculos tracejados em vermelho. Estas apresentam valores de radioatividade variando entre 10 e 40º API e valores de densidade bastante heterogêneos. Do ponto de vista faciológico, estes pontos encontram-se associados às fácies carbonáticas (EF1, EF2, EF3 e EF5), caracterizadas por uma grande heterogeneidade em termos de mineralogia e porosidade. A grande variação dos valores de densidade observadas nesses agrupamentos é causada, principalmente, pela variação de porosidade dessas fácies. Carbonatos mais porosos tendem a apresentar menores valores de densidade e vice-versa. Outro importante fator é a mineralogia, que neste caso, é caracterizada pelas variações na proporção de calcita ($d= 2,71$ g/cm³) e dolomita ($d= 2,85$ g/cm³).

Os demais pontos, caracterizados por um alto grau de dispersão, correspondem à faciologias intermediárias em termos de composição mineralógica e porosidade.

Gráficos de dispersão entre GR e DT.— A figura 14 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de raios-gama e sônico dos poços P1 a P6.

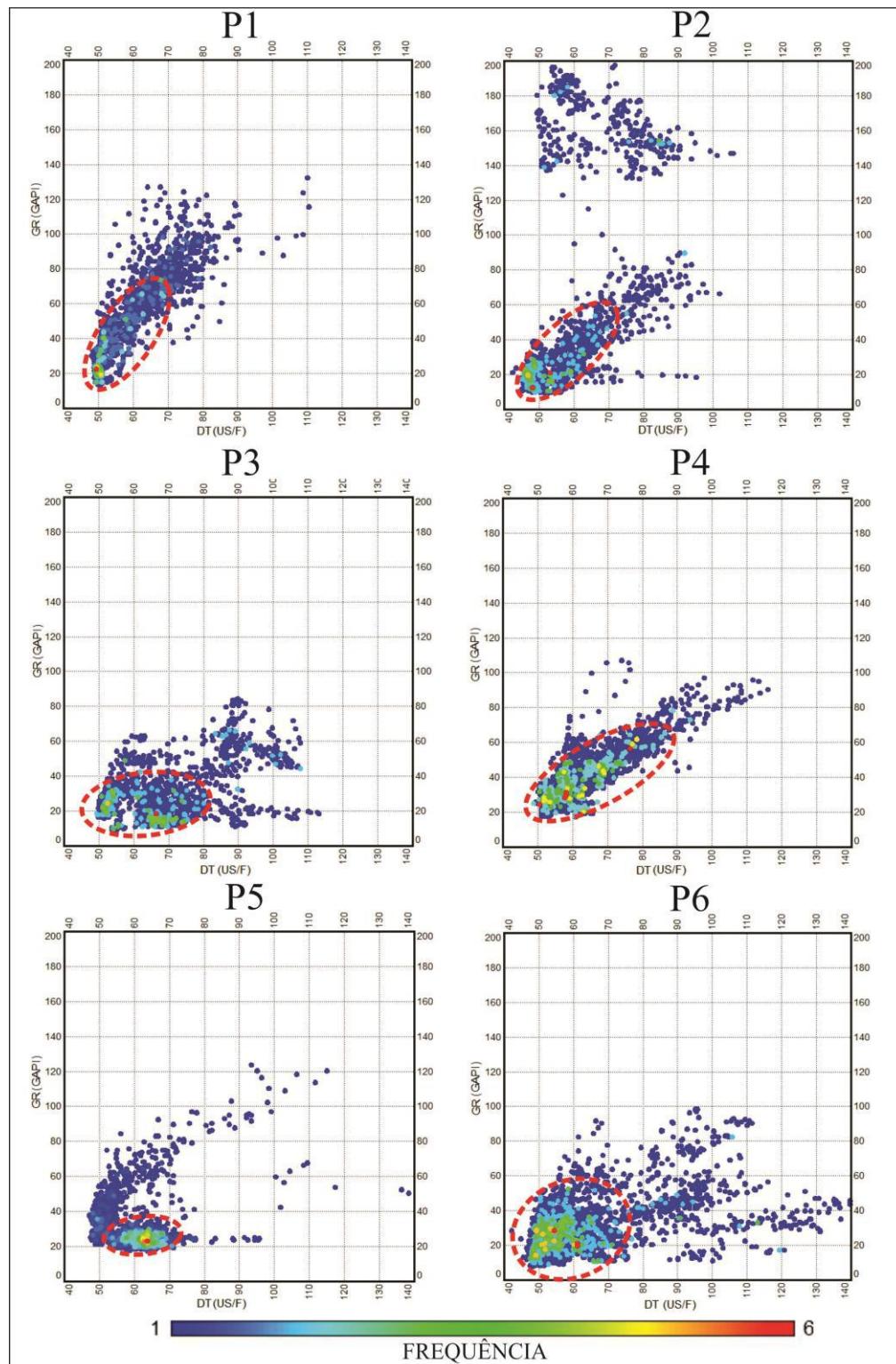


Figura 14 - Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e DT para os poços P1 a P6.

Os gráficos apresentam populações com um médio grau de dispersão, onde os principais sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas circundadas em vermelho.

Os poços possuem agrupamentos localizados principais na porção inferior do gráfico, com valores de radioatividade variando entre 10 e 80º API e de vagarosidade variando entre 50 e 100 μ s/ft. Pode-se observar ainda um *trend* representado pela diminuição da frequência de pontos para maiores valores de RG e DT.

Faciologicamente, a localização dos principais agrupamentos estão associados a baixos valores de RG e DT, indicando a predominância das eletrofácies carbonáticas EF1, EF2, EF3 e EF5. Os baixos valores de vagarosidade evidenciados pelo perfil sônico indicam uma predominância de carbonatos com porosidades intermediárias a baixas.

O *trend* para a esquerda do gráfico indica um aumento da porosidade associado ao aumento da radioatividade. Tal característica deve estar associada à presença de microporosidade em camadas pelíticas ou em carbonatos com maiores teores de argila.

Gráficos de dispersão entre RHOB e DT.— A figura 15 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de densidade e sônico dos poços P1 a P6.

De uma forma geral, observa-se que os gráficos apresentam populações com um médio grau de dispersão, com exceção do poço P6, o qual apresenta um alto grau de dispersão. Os principais sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas com coloração mais próxima do vermelho.

Os poços possuem agrupamentos principais localizados na porção superior do gráfico, com valores de densidade variando entre 2,4 e 2,8g/cm³ e de vagarosidade variando entre 50 e 100 μ s/ft.

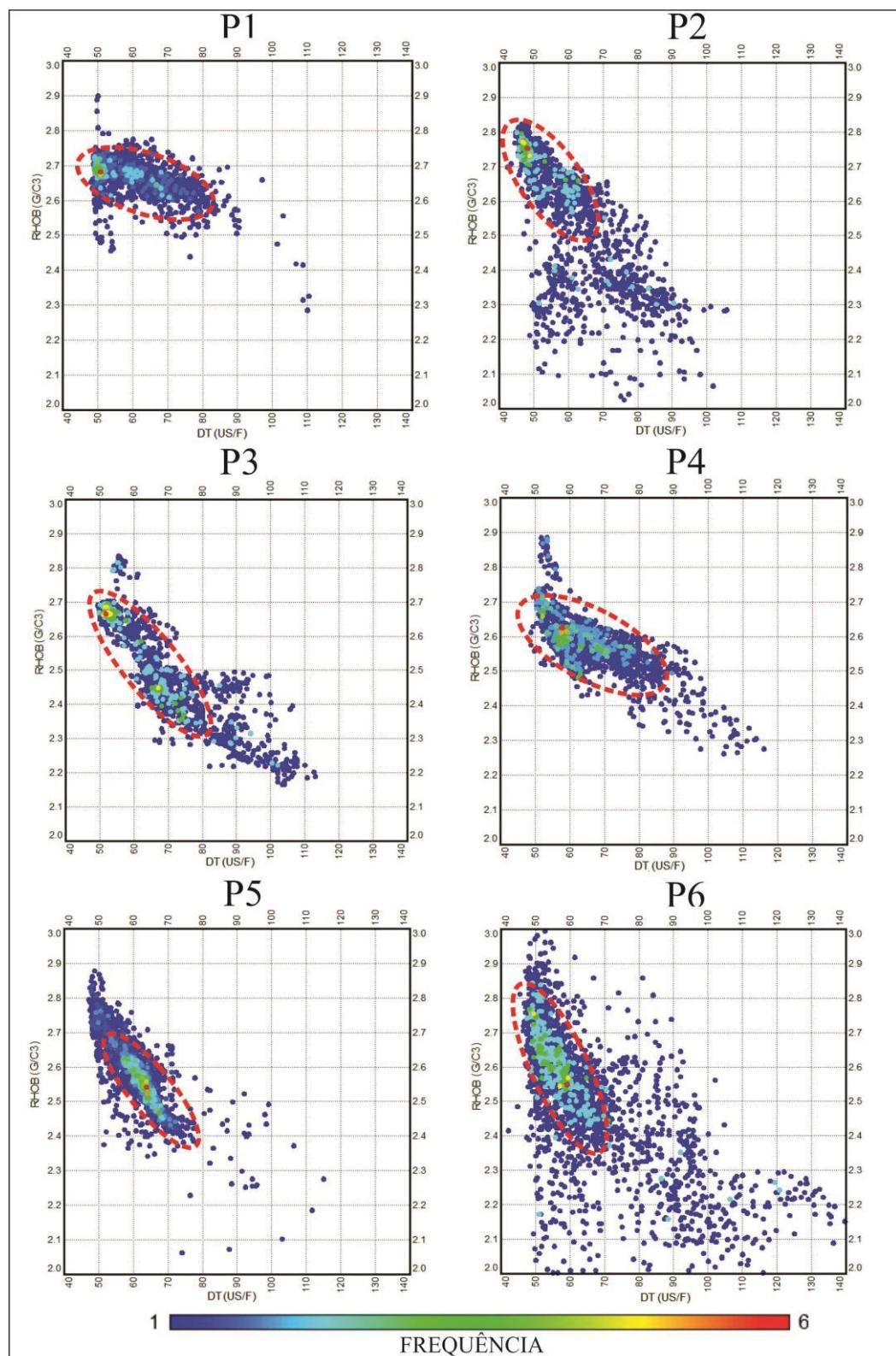


Figura 15 - Gráficos de dispersão entre as variáveis RHOB e DT para os poços P1 a P6.

Faciologicamente, a localização dos principais agrupamentos estão associados a intermediários e altos valores de RHOB e baixos valores de DT. Este comportamento pode estar associado ao aumento da porosidade das fácies carbonáticas (maiores valores de DT) acompanhado da consequente diminuição da densidade. Outro possível motivo para o comportamento observado pode estar associado à presença de fácies pelíticas, caracterizadas por baixos valores de densidade e altos valores de DT.

Os demais pontos, caracterizados por um alto grau de dispersão, correspondem à faciologias intermediárias em termos litológicos e de porosidade.

Gráficos de dispersão entre GR e NPHI.— A figura 16 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de raios-gama e neutrão dos poços P2, P3 e P6.

Os gráficos apresentam populações com um médio a alto grau de dispersão. Os principais sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas circundadas em vermelho.

Os principais agrupamentos encontram-se localizados na porção inferior do gráfico, com valores de raios-gama variando de 10 a 100° API e de porosidade variando entre 0 e 40%.

Do ponto de vista faciológico, o padrão de agrupamento observado sugere uma predominância de fácies com baixos valores de radioatividade associadas a baixos valores de porosidade. Estas características estão relacionadas às fácies carbonáticas, caracterizadas pelos baixos valores de RG. As baixas porosidades observadas podem ser resultado da compactação ou de outros processos diagenéticos.

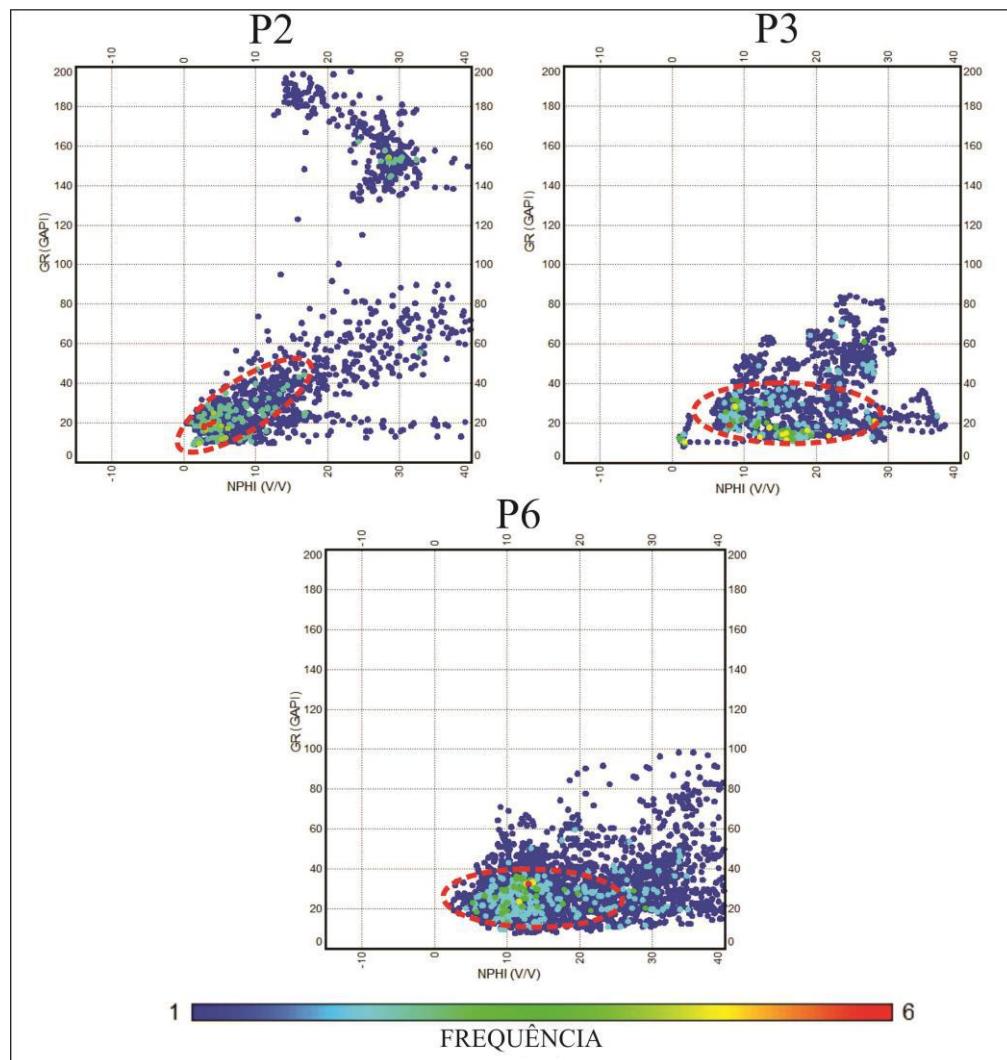


Figura 16 - Gráficos de dispersão entre as variáveis GR e NPHI para os poços P2, P3 e P6.

O lado direito dos gráficos tende a ser caracterizado por um maior nível de dispersão, apresentando pontos com valores bastante distintos. Estes correspondem às fácies terrígenas, as quais apresentam valores de radioatividade entre 60 e 110° API e valores de porosidade de até 40%. Neste caso, os altos valores do perfil de neutrão podem estar associados à presença de microporosidade, ou mesmo a possíveis erros de leitura da ferramenta durante a perfilagem.

Gráficos de dispersão entre RHOB e NPHI.— A figura 17 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de densidade e neutrão dos poços P2, P3 e P6.

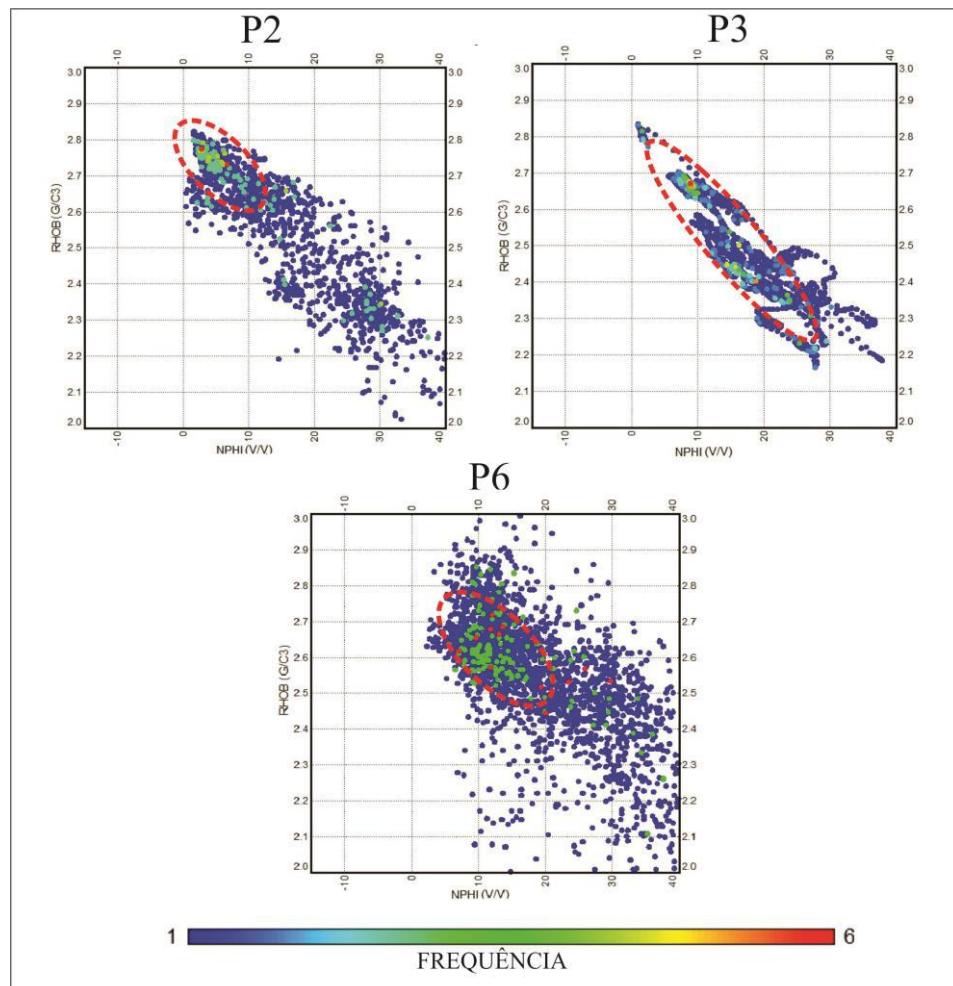


Figura 17 - Gráficos de dispersão entre as variáveis RHOB e NPHI para os poços P2, P3 e P6.

Os gráficos apresentam populações com um alto grau de dispersão, evidenciando uma grande heterogeneidade quanto à porosidade das fácies relacionadas.

Os poços possuem agrupamentos principais localizados na porção diagonal do gráfico, com valores de densidade variando de 2,0 a 2,85g/cm³ e de porosidade variando entre 0 e 40%.

O padrão de agrupamento observado permite observar a variação esperada de densidade para diferentes porosidades. Como comentado anteriormente, quanto maior a porosidade menores serão os valores medidos pelo perfil de densidade. Os altos valores de densidade ($>2,7\text{g/cm}^3$) discriminam as fácies carbonáticas com porosidades mais baixas, mas não aquelas com valores mais expressivos de porosidade. Neste caso, as baixas densidades podem estar associadas tanto às fácies carbonáticas com alta porosidade quanto às rochas terrígenas porosas/microporosas.

Gráficos de dispersão entre DT e NPHI.— A figura 18 representa o cruzamento do conjunto completo de dados do perfil sônico e de porosidade dos poços P2, P3 e P6.

Os gráficos apresentam populações com um médio grau de dispersão. Os principais sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas circundadas em vermelho.

Os poços possuem agrupamentos principais localizados na porção inferior do gráfico, com valores de raios-gama variando de 10 a 100° API e de porosidade variando entre 0 e 40%.

O perfil de neutrão fornece informações diretas a respeito da porosidade total da rocha. O perfil sônico, além de ser usado para estimar de forma indireta a porosidade, é utilizado ainda para determinar o tipo de porosidade presente numa determinada litologia.

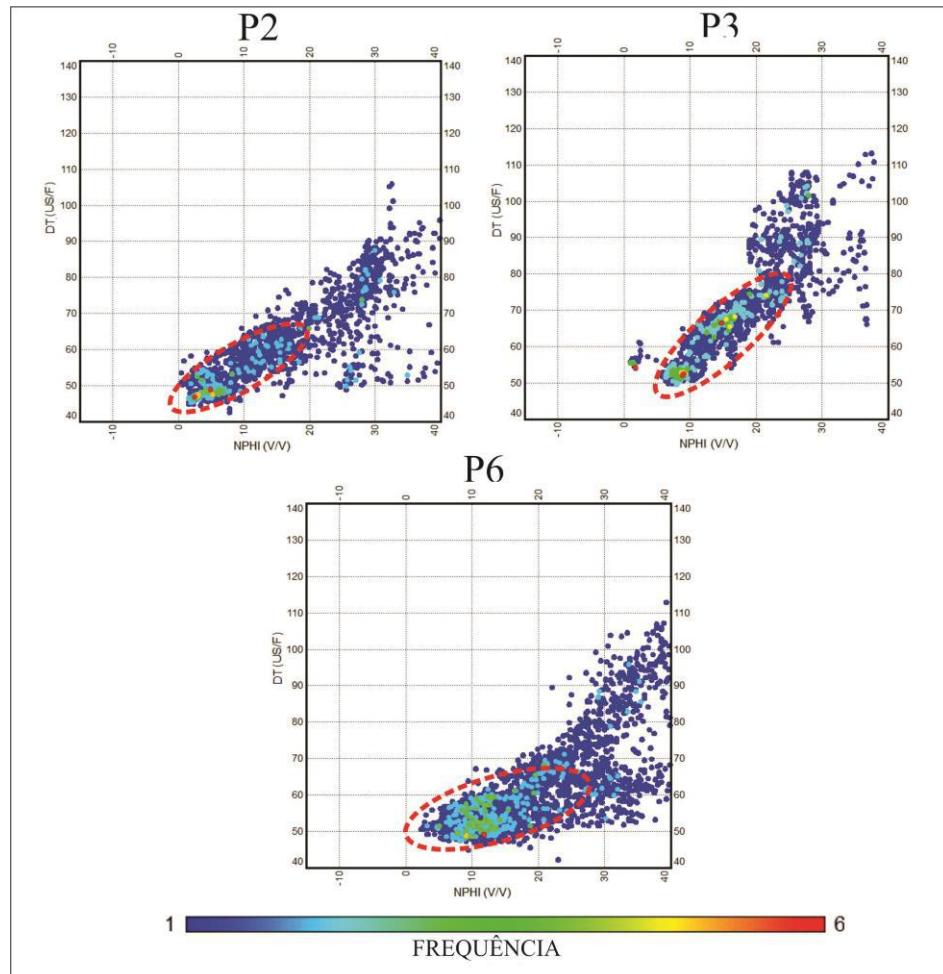


Figura 18 - Gráficos de dispersão entre as variáveis DT e NPHI para os poços P2, P3 e P6.

Do ponto de vista faciológico, o padrão de agrupamento observado sugere uma predominância de fácies com baixos valores de vagarosidade ($50 - 60\mu\text{s}/\text{ft}$) e porosidade total (0 - 15%). Este padrão indica a predominância de uma porosidade primária, associada aos baixos valores de DT e NPHI. Os altos valores de porosidade podem estar associados à fácies EF3 (dolomito) e à presença de porosidade vugular associada à porosidade primária.

5.2 Caracterização de eletrofácies

Durante a etapa de modelagem de eletrofácies ficou constatado que o arranjo formado pelos perfis de raios-gama (RG), densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico (DT) foi o mais adequado para o modelo proposto. Para os poços que não apresentavam o perfil de neutrão, a modelagem utilizou apenas as outras três curvas.

Ao todo foram identificadas 7 eletrofácies (Quadro 2), as quais foram identificadas, primeiramente, no poço P3 (figura 19), utilizado como poço guia. A escolha deste poço seguiu o critério de obter uma maior representatividade da seção carbonática e melhor qualidade das curvas utilizadas. A partir da modelagem para este poço, o modelo foi propagado para os demais poços (figura 20).

Quadro 2 – Síntese das eletrofácies para a seção estudada.

Eletrofácies	Diagnose				Interpretação
	RG	RHOB	NPHI	DT	
EF1	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Grainstone/ Packstone
EF2	Médio	Alto	Baixo	Médio	Mudstone/ Wackestone
EF3	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Dolomito
EF4	Alto	Baixo	Médio	Médio	Siltito / Folhelho
EF5	Alto	Médio	Médio	Médio	Marga
EF6	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Arenito
EF7	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Anidrita

5.2.1 Eletrofácies (EF1)

Diagnose.— É caracterizada por baixos valores de RG (10 - 60° API), valores baixos a intermediários de RHOB (2,4 – 2,8g/cm³) e valores bastante heterogêneos de NPHI e DT, que variam conforme a porosidade (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Corresponde à fácies de mais alta energia do sistema carbonático, caracterizada como *grainstones* e *packstones* oolíticos/ oncolíticos.

Discussão.— Esta fácies é a mais representativa da seção estudada, compondo o maior volume em rochas da Formação Quissamã. Os *grainstones* e *packstones* são depositados principalmente nas porções mais rasas das barras carbonáticas, correspondendo ao topo dos ciclos de raseamento característicos dessa seção.

5.2.2 Eletrofácies (EF2)

Diagnose.— É caracterizada por valores intermediários de RG (60 - 120° API), valores intermediários a altos de RHOB (2,4 – 2,8g/cm³), baixos valores de NPHI (< 10%) e valores baixos a intermediários de DT (60 – 110µs/ft) (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Corresponde à fácies de mais baixa energia do sistema carbonático, caracterizada por apresentar litologias como *mudstones* e *wackestones*. Estas rochas são identificadas facilmente pelo padrão em sino do perfil de raios-gama, correspondendo aos maiores valores de RG encontrados nesses ciclos.

Discussão.— Os *mudstones* e *wackestones* são rochas depositadas em ambientes de baixa energia. As mesmas são constituídas principalmente por partículas carbonáticas de tamanho silte e argila, podendo outros grãos carbonáticos como oólitos, oncolíticos e

bioclastos. Esta fácies corresponde a porção basal dos ciclos de raseamento, marcada pelo pico de RG.

5.2.3 Eletrofácies (EF3)

Diagnose.— É caracterizada por baixos valores de RG (10 - 60° API), valores intermediários a altos de RHOB (2,6 – 2,85g/cm³) e valores bastante heterogêneos de NPHI e DT, que, assim como na eletrofácies EF1, variam amplamente conforme a porosidade (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— A fácies EF3 corresponde a uma grande variedade de fácies carbonáticas afetadas pelo processo de dolomitização, sendo definida, de forma generalizada, de dolomito.

Discussão.— Esta fácies é bastante representativa da porção basal do Grupo Macaé, afetada por um processo de dolomitização precoce. A mesma corresponde ao Membro Búzios da Formação Quissamã, e é caracterizada por sucessões de *grainstones*, *packstones* e *mudstones* dolomitizados, mas que ainda possuem sua assinatura radioativa preservada. Este fato permite a utilização do perfil de RG para identificar, dentro desta sequência, as fácies de mais alta e mais baixa energia.

5.2.4 Eletrofácies (EF4)

Diagnose.— É caracterizada por altos valores de RG (>90° API), valores baixos de RHOB (2,0 – 2,5g/cm³), valores intermediários de NPHI (10 – 30%) e altos valores de DT (>100μs/ft) (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Corresponde à fácie terrígena de baixa energia, compondo litologias como siltitos e folhelhos.

Discussão.— Esta fácie ocorre principalmente na porção superior da sequência estudada, representando a fase de máximo afogamento da plataforma carbonática (Formação Imbetiba e da Formação Tamoios). Outra ocorrência importante dessa fácie está relacionada ao topo da sequência dolomitizada, podendo esta ser considerada também como uma superfície de máximo afogamento dessa plataforma.

5.2.5 Eletrofácie (EF5)

Diagnose.— É caracterizada por altos valores de RG ($>90^\circ$ API), valores intermediários de RHOB ($2,4 - 2,6\text{g/cm}^3$), valores intermediários de NPHI (10 – 30%) e valores intermediários de DT ($80 - 110\mu\text{s/ft}$) (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Corresponde à margas depositadas durante a fase de afogamento da plataforma carbonática.

Discussão.— Durante a fase de afogamento da plataforma são depositados *mudstones* com quantidades consideráveis de partículas terrígenas tamanho silte e argila. Essa associação terrígeno-carbonática caracteriza a supressão do sistema carbonático por um sistema terrígeno que está se instalando na bacia ao longo da fase a transgressiva. Encontra-se intercalada com as eletrofácies EF2, e EF4.

5.2.6 Eletrofácies (EF6)

Diagnose.— É caracterizada por baixos valores de RG (10 - 60° API), valores baixos a intermediários de RHOB (2,4 – 2,65g/cm³) e valores bastante heterogêneos de NPHI e DT, que variam conforme a porosidade (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Pacotes de arenitos da Formação Carapebus.

Discussão.— Esta fácie encontra-se relacionada principalmente à eventos episódicos, caracterizados pela chegada de grãos terrígenos no sistema carbonático. Acima da seção carbonática os arenitos são provenientes de depósitos fluviais e turbidíticos, pertencentes à Formação Carapebus.

5.2.7 Eletrofácies (EF7)

Diagnose.— É caracterizada por baixos valores de RG (10 - 60° API), altos valores de RHOB (> 2,9g/cm³) e baixos valores de NPHI e DT (Figura 19, Figura 20, Quadro 2).

Interpretação.— Corresponde aos evaporitos da fase salina da bacia.

Discussão.— Os evaporitos possuem um comportamento bastante marcado nos perfis de densidade e sônico, apresentando altas densidades e baixas vagarosidades. Os mesmos encontram-se sotopostos à plataforma carbonática.

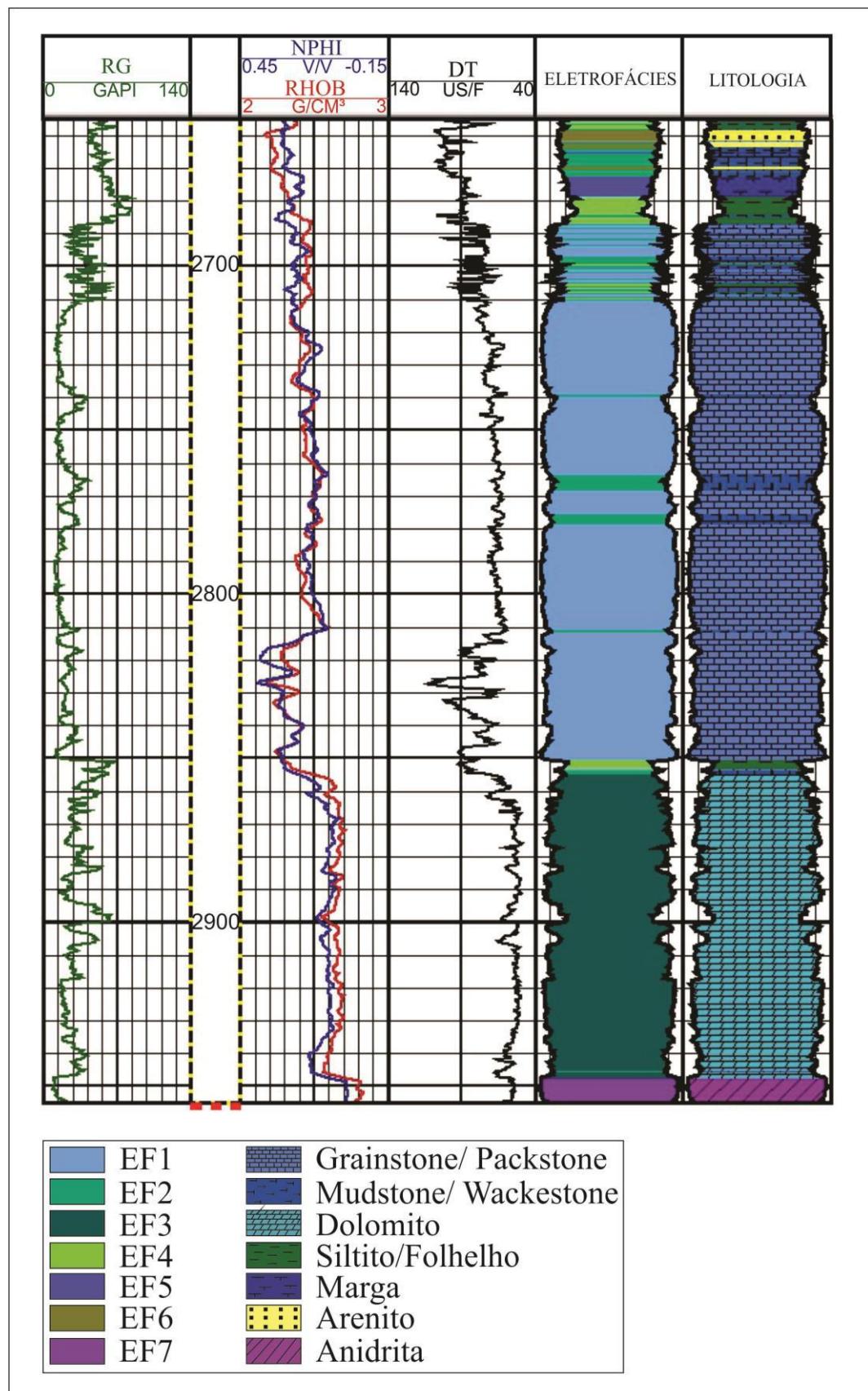


Figura 19 - Perfil composto apresentando as curvas de RG, RHOB, NPHI , DT, o modelo de eletrofácies e a interpretação litológica para o mesmo.

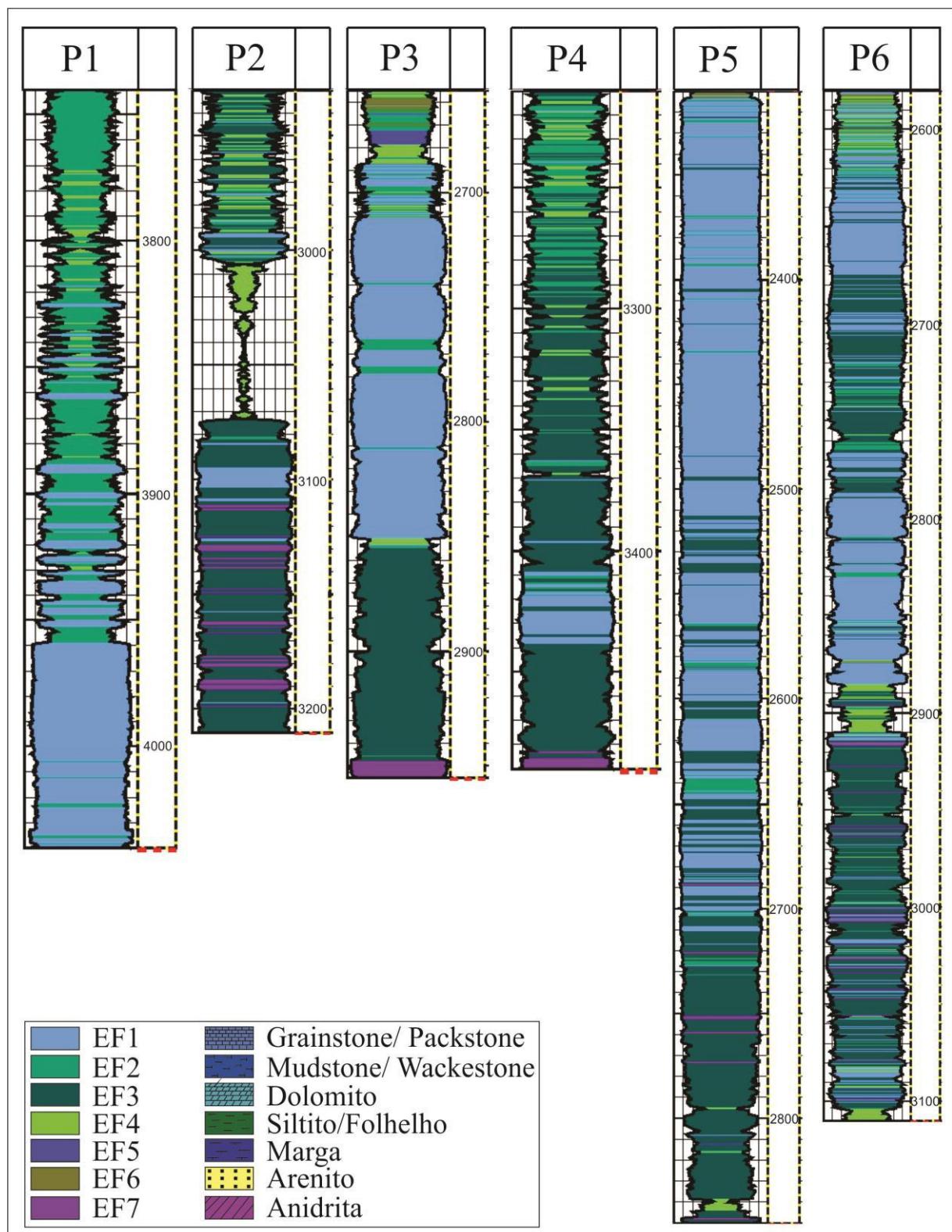


Figura 20 - Comparação entre os modelos de eletrofácies obtidos para os poços P1 a P6.

5.3 Eletrossequências

A partir da observação da sucessão de eletrofácies foram identificadas quatro eletrossequências no intervalo analisado (Quadro 3).

Quadro 3 - Caracterização das eletrossequências identificadas na seção estudada.

Eletrossequência	Sucessão de eletrofácies	Interpretação
ES1	Abundância relativa de EF4, com presença de EF5 e EF6	Sucessão de rochas pelíticas intercaladas com margas e arenitos
ES2	Alternância de EF2 e EF5	Intercalação de mudstones e margas da fase de afogamento
ES3	Abundância relativa de EF1 e ocorrências cíclicas de EF2	Sucessão de <i>grainstones</i> , <i>packstones</i> com <i>mudstones</i> e <i>wackestones</i> em ciclos de raseamento ascendente
ES4	Predominância de EF3 e ocorrência restrita de EF7	Sequência de dolomitos com presença de anidrita em sua porção basal

5.3.1 Eletrossequência 1 (Figura 22, Quadro 3) – Ocorre nos poços P2, P3, P5 e P6 no intervalo correspondente ao topo da seção estudada. Caracteriza-se por apresentar abundância relativa de EF4, e ocorrências pontuais de EF5 e EF6. Esse intervalo é marcado por uma assinatura geofísica com altos valores de RG e baixos valores de RHOB. Pode ser interpretada como uma sucessão de depósitos pelíticos com influência carbonática, afetados, localmente, por uma sedimentação fluvial e/ou turbidítica.

5.3.2 Eletrossequência 2 (Figura 22, Quadro 3) – É observada em todos os poços analisados, correspondendo ao topo da seção carbonática albiana. Caracteriza-se pela alternância das eletrofácies EF2 e EF5. Esse intervalo é marcado por uma assinatura geofísica com altos valores de RG e intermediários a baixos valores de RHOB. Pode ser interpretada como uma sucessão de depósitos de *mudstones* e margas característico da fase final de afogamento da plataforma Carbonática.

5.3.3 Eletrossequência 3 (Figura 22, Quadro 3) – Ocorre em todos os poços analisados e corresponde à sucessão de ciclos de raseamento típico da Formação Quissamã. Caracteriza-se por apresentar abundância relativa de EF1, e ocorrências cíclicas de EF2. Esse intervalo é marcado por uma assinatura geofísica do tipo “sino”, formada pelo aumento gradativo dos valores de RG em direção à base dos ciclos. Os valores de RHOB variam conforme a porosidade e a composição mineralógica. Pode ser interpretada como uma sucessão de depósitos de *grainstones*, *packstones*, *wackestones* e *mudstones* dispostos em ciclos de raseamento ascendente.

5.3.4 Eletrossequência 4 (Figura 22, Quadro 3) – Ocorre em todos os poços analisados, correspondendo ao intervalo basal da seção estudada. Caracteriza-se por apresentar predominância de EF3 e ocorrência de EF7 restrita a sua porção basal. Esse intervalo é marcado por uma assinatura geofísica com valores intermediários de RG e altos valores de RHOB, controlados pela mineralogia. Pode ser interpretado como uma sucessão de depósitos carbonáticos dolomitizados, cuja base corresponde ao topo dos depósitos de anidrita da fase transicional da bacia.

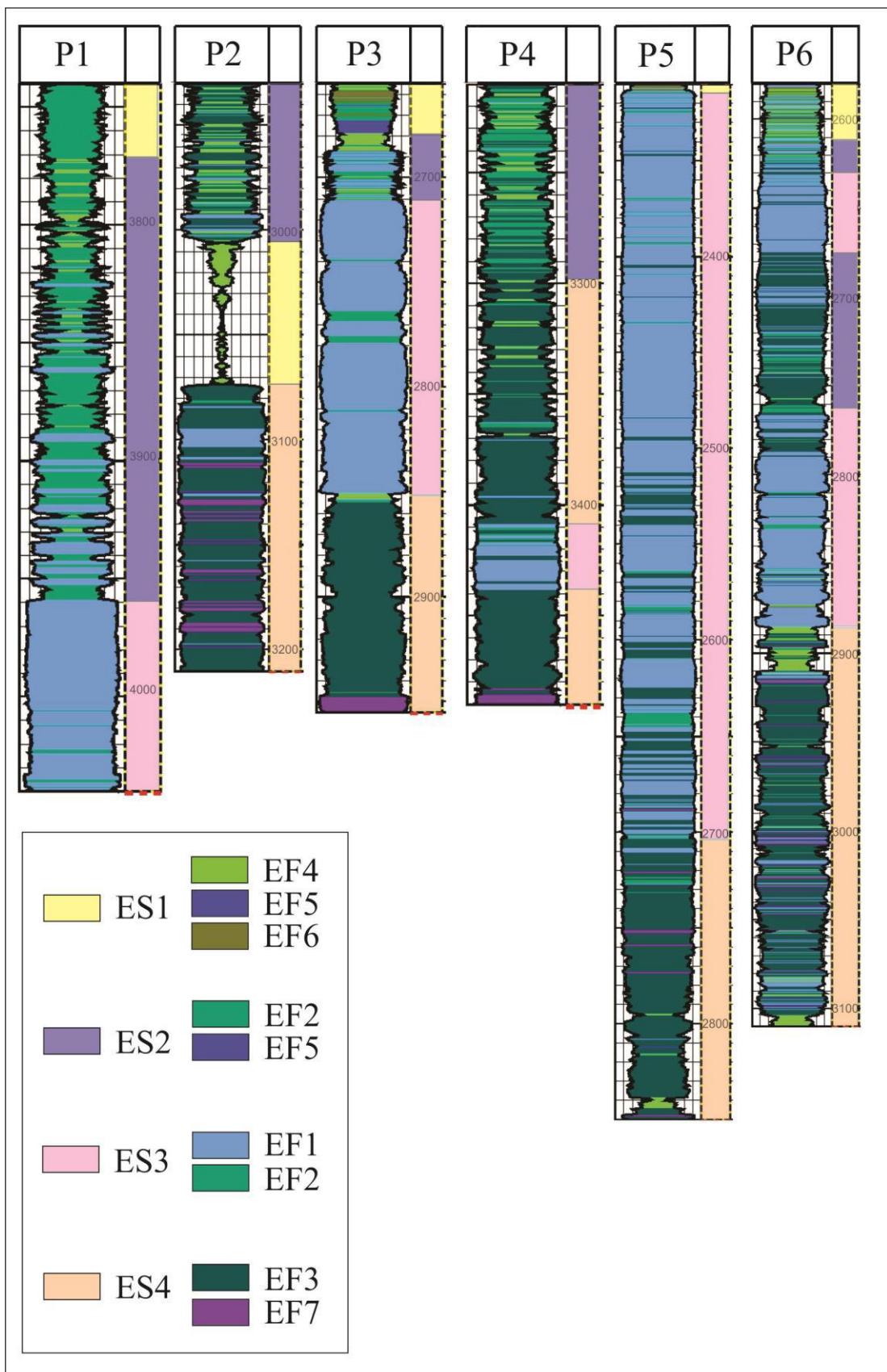


Figura 21 - Modelo de eletrossequências determinado a partir da análise da sucessão das eletrofácies dos poços P1 a P6.

5.4 Correlação de Poços

A correlação dos poços estudados (Figura 22) foi realizada com base em duas informações principais: (1) os marcos estratigráficos identificados a partir do padrão das curvas de RG, RHOB, NPHI, DT e (2) a correlação lateral da sucessão de eletrofácies e eletrossequências definidas a partir da modelagem de eletrofácies.

Os marcos estratigráficos são definidos através do comportamento dos perfis de poço, sendo representados, geralmente, por um aumento ou queda nos valores desses perfis. Os principais marcos identificados correspondem aos picos de raios-gama nos topo das eletrossequências ES3, e ES4. As mesmas correspondem, respectivamente, ao topo da Formação Quissamã e ao topo do Membro Búzios, identificado por ser a porção dolomitizada da mesma formação.

Para possibilitar a correlação estratigráfica, eliminando os efeitos tectônicos e estruturais, foi definido como *datum* a superfície de máximo afogamento do sistema carbonático, correspondente ao topo da formação Imbetiba (Figura 22).

A modelagem de eletrofácies permitiu a identificação litológica, dando suporte à correlação, através de informações geológicas a respeito das sequências identificadas. A mesma apresentou apenas uma anomalia, marcada pela presença de uma rocha ígnea intrusiva no poço P2, a qual foi marcada por uma assinatura bastante abrupta do perfil de RG. A mesma deve estar alterada, apresentando uma grande quantidade de argilominerais, causadores da assinatura observada.

Analizando a seção em questão observa-se que sua porção basal é marcada pelo topo da camada de evaporitos, constituída principalmente por anidrita (eletrofácie EF7), a qual corresponde ao limite superior da Formação Retiro (Figura 22). Acima desta, em discordância erosiva, ocorre um pacote de carbonatos dolomitizados, com

espessura média de 100m, correspondente ao Membro Búzios da Formação Quissamã. Esta unidade, associada com a seção evaporítica corresponde à eletrossequência ES4. A seção dolomitizada não ocorre no poço P1, o qual apresenta os carbonatos da Formação Quissamã em contato direto com os evaporitos.

O topo da seção dolomitizada, a qual corresponde à eletrossequência ES4 (figuras 21 e 22), é marcado por uma superfície de afogamento de caráter regional, observado em todos os poços que apresentam esta seção.

Acima dos dolomitos, em contato erosivo, ocorre uma espessa camada de *grainstones*, *packstones*, *wackestones* e *mudstones* marcada por diversos ciclos de raseamento para o topo (eletrossequência ES3) (figuras 21 e 22). Este nível estratigráfico corresponde ao principal reservatório da seção albiana, o qual possui uma distribuição faciológica vertical e horizontal bastante heterogêneas. Observa-se um forte controle tectônico e estrutural no que tange à distribuição dessas fácies. A porção sudoeste da bacia apresenta registros menos espessos em relação à porção nordeste. Na área compreendida entre os poços P1 e P4 observa-se uma espessura média de cerca de 60m, enquanto na área dos poços P5 e P6 esta seção possui uma espessura média de 250m (Figura 22).

A grande variação em termos de espessura observada nas regiões mais à sudoeste e à nordeste (Figura 22) pode ser explicada por uma maior taxa de criação de espaço de acomodação na porção nordeste da área estudada. No caso da sedimentação carbonática, este processo ocorre a partir da manutenção de uma profundidade propícia para o desenvolvimento da fábrica carbonática a medida que ocorre a subsidência da bacia. A tectônica salífera e a própria tectônica tardia verificada na bacia pode ter contribuído para a manutenção de um alto estrutural nesta região, evitando o progressivo afogamento do sistema carbonático causado pela subsidência e proporcionando a

manutenção de um ambiente ecologicamente favorável para o crescimento dos bancos carbonáticos.

Além do fator sedimentológico, a variação de espessura verificada pode ser explicada por fatores pós-depositionais, como uma maior taxa de erosão na porção sudoeste, havendo uma maior preservação dos bancos oolíticos na porção nordeste.

Outra possibilidade é a não deposição de sedimentos nesta região, a qual pode ter sido caracterizada por uma menor taxa de sedimentação em relação à porção nordeste.

Faciologicamente, observa-se uma ciclicidade na ocorrência de fácies de maior energia que gradam para fácies de menor energia, marcando o fim de um ciclo de afogamento. Esta associação das eletrofácies EF1 e EF2 corresponde à eletrossequência ES3 (figuras 20 e 21).

Acima dos carbonatos da Formação Quissamã ocorre um espesso pacote de margas, *mudstones* e folhelhos das formações Outeiros e Imbetiba. Os mesmos representam o máximo afogamento da plataforma carbonática, marcando o fim do sistema carbonático e início da sedimentação terrígena (eletrossequência ES2)(figuras 20, 21 e 22).

Sobre esta seção, já sob ampla sedimentação terrígena de baixa energia, marcada pelos folhelhos da Formação Tamoios, ocorrem ainda canais fluviais preenchidos por arenitos e siltitos da Formação Carapebus (eletrofácies EF4, EF5 e EF6). Esta associação caracteriza a eletrossequência ES1, mascando o topo da seção estudada (figuras 21 e 22).

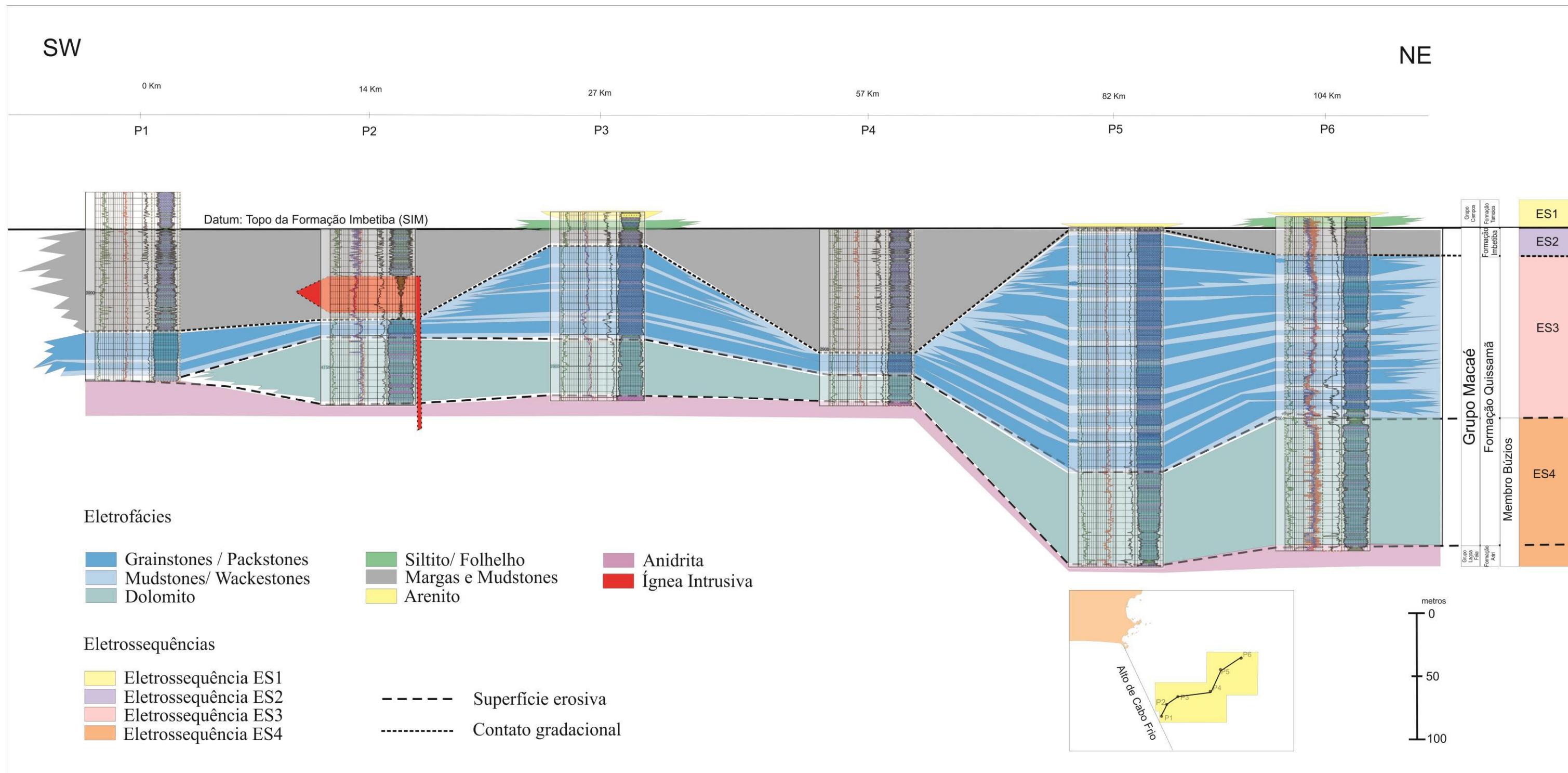


Figura 22: Correlação estratigráfica dos poços analisados.

6 CONCLUSÕES

No presente trabalho foram definidas e caracterizadas as eletrofácies de 6 poços que compreendem a seção da plataforma Carbonática albiana na bacia de Campos, os quais apresentaram 7 eletrofácies, correspondentes à rochas terrígenas e carbonáticas.

A metodologia adotada mostrou-se adequada para a caracterização de uma sequência carbonática a partir da modelagem de eletrofácies e da correlação dos poços utilizados.

A análise estatística dos dados por meio de histogramas e gráficos de dispersão mostrou-se útil no que tange à individualização das rochas essencialmente carbonáticas daquelas que possuem alguma contribuição terrígena. Esta análise forneceu ainda dados de porosidade e mineralogia destas rochas, servindo de arcabouço para uma análise mais aprofundada realizada durante a modelagem.

A modelagem de eletrofácies a partir das curvas disponíveis mostrou-se satisfatória, gerando os resultados previstos para esta seção e confirmando a necessidade de uma abordagem supervisionada para este estudo.

Esta abordagem permitiu a correção de alguns erros de agrupamento gerados pelo software, como a identificação de uma sequência vulcânica antes caracterizada como uma sequência terrígena de baixa energia.

A modelagem mostrou-se eficaz no que tange à identificação dos ciclos de raseamento característicos da Formação Quissamã, mostrando o quão heterogêneos são esses reservatórios, vertical e horizontalmente.

A correlação de poços possibilitou uma visão regional da distribuição dessas fácies, evidenciando o forte controle tectônico na distribuição, migração e crescimento do sistema carbonático em questão.

A boa correlação confirma a eficácia da utilização da modelagem de eletrofácies em poços como uma ferramenta para a análise estratigráfica.

Referências bibliográficas

- AZEVEDO, R. L. M. 2004. *Paleoceanografia e a Evolução do Atlântico Sul no Albiano.* *Boletim de Geociências Petrobras*, v. 12, n. 2. Rio de Janeiro. p. 231-249.
- BAUMGARTEN, C.S. & SCUTA, M.S. 1989. *Geometria dos corpos carbonáticos do reservatório Macaé (metade superior), campo de Pampo.B.* Geoci. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 3 (1q2): 49-57 p.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. 1999. *Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin.* *Episodes*, Vol. 22, n. 3. p. 206-216
- CARVALHO, M.D. *Microlácies, modelo deposicional e evolução da plataforma carbonática do Eo/Mesoalbiano da Bacia de Santos.* Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1990. (Tese de mestrado)
- CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A. 1992. *Tectonics and Stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview.* *Tectonophysics*, 97-138.
- CRUZ, M. M., 2003. Brasil: *Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Fisiologia do Reservatório de Namorado.* In: Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Laboratório de Geologia e Geofísica Marinha. Universidade Federal Fluminense - UFF. Novembro de 2003.
- DUNHAM, R. J. *Classification of carbonate rocks according to depositional texture.* In: Ham, W.E. (Ed.). *Classification of carbonate rocks.* Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 108-122, 1962.
- FIGUEIREDO, A.M.F. et alli. 1983. *Fatores que controlam a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos (com ênfase nos arenitos turbidíticos).* Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX. 135p.
- GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. 1990. *Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for Producing Atlantic Type Basin.* American Association of Petroleum Geologists Memoir 48. p. 3-79.
- HALLIBURTON. *Openhole Log Analysis and Formation Evaluation.* Houston: Halliburton, 1991, 0p.
- KOWSMANN, R. O.; COSTA, M. P. A.; BOA HORA, M. P.; ALMEIDA, H. P.; GUIMARÃES, P. P. *Geologia estrutural do Plató de São Paulo.* In: Congresso Brasileiro de Geologia, 32., 1982, Salvador. *Anais.* Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 1982. v. 4, p. 1558-1569.
- NERY, G. G. 1990. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto.* Salvador, BA, 231p.

- RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências Petrobras*, **8** (1). Rio de Janeiro. p. 203-217. Rider, M.2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Sutherland, Scotland. Second Edition, Rider-French Consulting Ltd, 280 p.
- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. 1998. *Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos*. In: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger 32-40.
- RIDER, M. 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Sutherland, Scotland. Second Edition, Rider-French Consulting Ltd, 280 p.
- ROSA, H. 2006. *Estudo da Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis de Poços e Amostras de Testemunhos utilizando Estatística Multivariada*. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. 280 p.
- SERRA, O. 1986 *Fundamentals of Well-Log Interpretation – 2. The Interpretation of Logging Data, Developments in Petroleum Science* (15B), Elsevier Science Publishers B.V., 684p.
- SCHLUMBERGER. 1987. *Log Interpretation – principles/applications*. N.Y., Schlumberger Ltd. 198p.
- SOUZA, O. R. 1985. *Perfilagem elétrica de poços*. II Curso sobre águas subterrâneas, 69p.
- SPADINI, A. R. & PAUMER, M. L. *Os reservatórios do Macaé no Campo de Pampo; o meio poroso e sua relação com as fácies deposicionais e a diagênese*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1983.
- SPADINI, A. R., ESTEVES, F.R., DIAS-BRITO, D., AZEVEDO, R.M.L., RODRIGUES, R. 1988. *The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic*. Revista Brasileira de Geociências, 18: 261-272., Serra, O. 1986.
- SPADINI, A. R., Esteves, F.R., Dias-Brito, D., Azevedo, R.M.L., Rodrigues, R. 1988. *The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic*. Revista Brasileira de Geociências, 18: 261-272.,
- WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. 2007. *Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. **15**, p. 511-529.
- WYLLIE, M.R.J., Gregory, A.R., Gardener, L.W., *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*. Geophysics, 21(1); 1956, p. 41-70.