



Rafael Pimentel Fernandes

**ANÁLISE DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA
DO CAMPANIANO (CRETÁCEO SUPERIOR) NA PARTE CENTRAL
DA BACIA DE SANTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2009



UFRJ

Rafael Pimentel Fernandes

**ANÁLISE DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA DO
CAMPANIANO (CRETÁCEO SUPERIOR) NA PARTE CENTRAL DA BACIA DE
SANTOS**

Trabalho de Conclusão 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.

Orientadores:

Leonardo Borghi
Charles George K. Young
José Agnelo Soares

Rio de Janeiro

Julho de 2009

FERNANDES, Rafael Pimentel

Análise de eletrofácies e correlação estratigráfica do Campaniano (cretáceo superior) na parte central da bacia de Santos / Rafael Pimentel Fernandes - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2009.

xi, 32 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2009.

Orientadores: Leonardo F. Borghi de Almeida, Charles George K. Young e José Agnelo Soares

1. Geologia. 2. Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Borghi, Leonardo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título.

Rafael Pimentel Fernandes

ANÁLISE DE ELETROFÁCIES E CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA DO
CAMPANIANO (CRETÁCEO SUPERIOR) NA PARTE CENTRAL DA BACIA DE
SANTOS, BRASIL

Trabalho de Conclusão 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.

Orientadores:

Leonardo Borghi
Charles George K. Young
José Agnelo Soares

Aprovada em: 28 jul.2009

Por:

Orientador: Leonardo Borghi (UFRJ)

Richard Blight (BG GROUP)

Carlos Jorge Abreu (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2009

UFRJ
Rio de Janeiro
2009

Agradecimentos

Em primeiro lugar, à minha família, pelo apoio, incentivo e carinho não só durante o tempo de graduação, mas durante toda a vida.

Ao grande professor e orientador Leonardo Borghi, pelos valiosos ensinamentos e conselhos dados durante o tempo de graduação e para a realização do trabalho.

Ao geólogo e co-orientador Charles George K. Young, pelas orientações e ensinamentos passados, sempre disposto a esclarecer dúvidas e a ensinar.

Ao professor José Agnelo Soares, pela paciência e disponibilidade em auxiliar e sanar dúvidas em questões referentes aos programas utilizados no presente trabalho.

Ao geólogo Richard Blight, da BG E&P BRASIL, pelas sugestões dadas e por todo o ensinamento passado durante o período de estágio na BG E & P Brasil.

À professora Cícera, orientadora acadêmica, por todo o apoio e conselhos dados durante o tempo de universidade.

À amiga e colega de turma Camila França, pela paciência em ajudar em questões referentes à sísmica e em alguns programas de computador utilizados.

Resumo

FERNANDES, Rafael Pimentel. **Análise de eletrofácies e correlação estratigráfica do Campaniano (Cretáceo superior) na parte central da bacia de Santos.** 2009. xi, 32 f. Trabalho de Conclusão de Curso em Geologia – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O presente trabalho tem como objetivo correlacionar um intervalo do campaniano superior em três poços localizados na parte central da bacia de Santos através de análises faciológicas com base em perfis elétricos (modelagem de eletrofácies) e com o auxílio de uma linha sísmica. Para a modelagem de eletrofácies, foram utilizados dados de três perfis geofísicos (raio gama, resistividade e sônico), que cobriam, ao mesmo tempo nos três poços, o intervalo selecionado. Este intervalo se dá a partir da profundidade de 3080 m até a profundidade final de cada um dos poços (4415 m no 1-BSS-74, 3080 m no 1-BSS-75 e 5175 m no 1-BSS-83). Foram caracterizadas 5 eletrofácies para cada um dos poços e, a partir delas, colunas de eletrofácies foram geradas. Essas colunas possibilitaram a delimitação de 7 eletrossequências, tendo como base os princípios da Estratigrafia de Sequências e que, por sua vez, serviram de base para a correlação entre os poços. A linha sísmica possibilitou a visualização da distribuição dos eletro-horizontes que limitam estas eletrossequências no espaço e serviu como um apoio à melhor compreensão dos eventos ocorridos no campaniano superior da bacia, confirmando, ao mesmo tempo, a eficácia do método da modelagem de eletrofácies.

Palavras-chave: Bacia de Santos; Campaniano; Modelagem de Eletrofácies.

Abstract

FERNANDES, Rafael Pimentel. **Electrofacies analysis and stratigraphic correlation of the Campanian (Upper Cretaceous) in the central Santos basin.** 2009. xi, 32 f. Trabalho de Conclusão de Curso em Geologia – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

This work aimed to correlate a range of the upper campanian in three wells located in the central part of the Santos basin through faciological analysis based on electric logs (electrofacies modeling) and with the assistance of a seismic line. For the electrofacies modeling, three geophysical log data, that covered the selected range in the three wells, were used (gamma ray, resistivity and sonic). This range is from 3080 m until the final depth of each one of the wells (4415 m in 1-BSS-74, 3080 m in 1-BSS-75 and 5175 m in 1-BSS-83). Five electrofacies were characterized for each well and, from them, electrofacies columns were generated. These electrofacies columns allowed, based on the principles of the sequence stratigraphy , the delimitation of 7 electrosequences that consisted on the basis for the wells correlation. The seismic line made possible the visualization of the eletrossequences horizons distribution in space, gave support for a better understanding of the upper campanian events in the basin and also confirmed the electrofacies modeling as a efficient method.

Key-Words: Santos Basin; Campanian; Electrofacies Modelling

Lista de figuras

Figura 1 - Mapa de localização da Bacia de Santos, mostrando os poços estudados, as áreas de concessão BM-S-50 e BM-S-52, e a localização da linha sísmica 2D.

Figura 2 – Gráficos das estatísticas *Pseudo-F*, *Pseudo-t²* e *Cubic Clustering Criterium* para os poços estudados

Figura 3 – Seção geológica da parte central da bacia de Santos

Figura 4 - Diagrama estratigráfico da bacia de Santos

Figura 5 - Eletro-horizontes no poço 1-BSS-74

Figura 6 - Eletro-horizontes no poço 1-BSS-75

Figura 7 - Eletro-horizontes no poço 1-BSS-83

Figura 8 – Correlação dos eletro-horizontes dos poços 1-BSS-74, 1-BSS-75 e 1-BSS-83 na linha sísmica

Figura 9 - Modelo esquemático mostrando a correlação dos sete eletro-horizontes nos três poços estudados.

Lista de quadros

Quadro 1 - Resumo do comportamento típico e a interpretação dada para cada eletrofácies.

Lista de abreviaturas

RG	Raios gama (perfil geofísico)
ILD	Resistividade (perfil geofísico)
DT	Sônico (perfil geofísico)
SIM	Superfície de inundação máxima
Fm.	Formação (unidade litoestratigráfica)
H1 a H7	Eletro-horizontes
EF1 a EF5	Eletrofácies

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix
Lista de quadros	x
Lista de abreviaturas e siglas	xi
1 INTRODUÇÃO	1
2 MATERIAL E MÉTODO	2
3 CONTEXTO GEOLÓGICO	8
3.1 A bacia de Santos	8
3.2 Histórico de exploração	10
3.3 Sistemas petrolíferos	11
3.4 A formação Itajaí-Açu	13
4 RESULTADOS	17
4.1 Eletrofácies	17
4.2 Eletrossequências	19
5 CONCLUSÕES	28
Referências bibliográficas	29

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, a bacia de Santos tem cada vez mais atraído para si a atenção dos principais agentes da indústria petrolífera no mundo, incluindo empresas nacionais e estrangeiras, governos e agências reguladoras. Embora a exploração na bacia date desde a década de 1970, a bacia de Campos nesta época já era a principal bacia produtora de hidrocarbonetos no Brasil, deixando a bacia de Santos em segundo plano. Com as recentes descobertas de grandes reservas de óleo no intervalo “pré-sal”, sua importância tende a aumentar cada vez mais, acarretando, dessa forma, a crescente busca por novos métodos de estudo na bacia, dado os desafios tecnológicos trazidos pela exploração em grandes profundidades.

No âmbito da necessidade de novas técnicas de estudo, a modelagem de eletrofácies é uma boa opção e ferramenta para a análise de fácies, tendo como base o comportamento petrofísico de rochas frente a estímulos elétricos, radioativos e acústicos, bem como para a correlação de poços, proporcionando, assim, um melhor entendimento estratigráfico da bacia.

Nesse contexto, este trabalho objetiva testar a eficácia da modelagem de eletrofácies no estudo faciológico de um intervalo de interesse exploratório contendo corpos de arenito com a finalidade de se proceder a uma correlação estratigráfica desse intervalo.

2 MATERIAL E MÉTODO

Para a realização do presente trabalho, foram utilizados perfis geofísicos de três poços que são 1-BSS-74, 1-BSS-75 e 1-BSS-83 (doravante chamados apenas de 74, 75 e 83) localizados na parte central da bacia de Santos (figura 1) e de uma linha sísmica que cobre as áreas de concessão BM-S-50 e BM-S-52 e que intercepta estes poços. Os perfis geofísicos permitiram a interpretação e classificação de eletrofácies e eletrosequências presentes em cada poço estudado, assim como suas correlações.

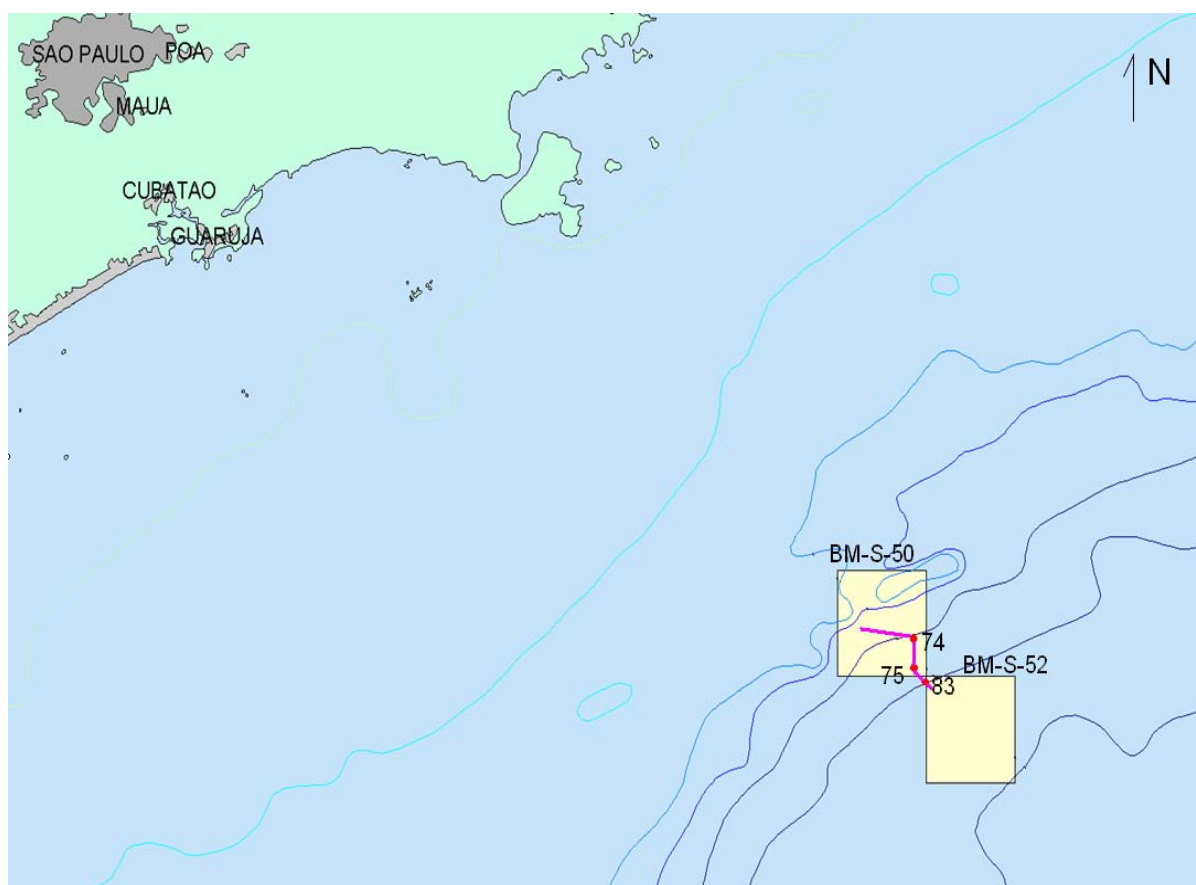


Figura 1 – Mapa de localização da bacia de Santos, mostrando os poços estudados, as áreas de concessão dos blocos exploratórios BM-S-50 e BM-S-52, e a localização da linha sísmica 2D usada em apoio à correlação.

Para melhor entendimento do trabalho, torna-se necessário esclarecer que “eletrofácies” é o termo utilizado para a classificação litológica a partir da análise de propriedades físicas das rochas, obtidas através de dados perfis geofísicos, tais como: raios-gama, resistividade, densidade, neutrão e sônico. Em relação ao termo “eletrossequência”, de acordo com a definição de Serra (1970), este refere-se a “um intervalo de profundidade mais espesso que a resolução vertical da ferramenta de medição, apresentando uma evolução contínua e progressiva entre dois valores extremos de parâmetro medido”.

Uma linha sísmica 2D de orientação NW-SE, por sua vez, auxiliou nas correlações destes poços, possibilitando, assim, uma visão estratigráfica de caráter mais regional. Assim sendo, torna-se claro que a modelagem de eletrofácies é útil para uma estudo de caráter mais pontual, enquanto que a sísmica possibilita uma análise mais regional- ou seja, como essas eletrofácies se dispõem através da área de estudo na bacia.

No caso da modelagem de eletrofácies para a correlação de poços, é importante ressaltar que recomenda-se a utilização das mesmas curvas geofísicas para todos os poços, uma vez que o uso de uma combinação diferente de curvas acarretará uma solução diferente das demais, o que não é adequado em um trabalho de correlação. No presente caso, os perfis que cobrem todo o intervalo escolhido, e em todos os três poços, foram os de raios-gama (RG), resistividade (ILD) e sônico (DT), em formato LAS. Contudo, dados de amostra de calha e de outros perfis, como densidade e neutrão, não foram ignorados, servindo como apoio para a interpretação.

O perfil de raios-gama mede a emissão natural de radioatividade pelas rochas. Dessa forma, mede a argilosidade presente em uma formação com base na concentração de elementos radioativos contidos em minerais de argila. É um perfil de caráter litológico. A unidade comumente utilizada neste perfil é graus API.

O perfil de resistividade mede a resistividade elétrica da rocha, sendo importante na análise da porosidade e de possíveis fluidos presentes na formação. A unidade deste perfil é ohm-m.

O perfil sônico mede o tempo de trânsito que uma onda sonora leva para chegar a uma formação e, ao ser refletida, voltar aos receptores. É também um perfil importante na análise da porosidade. A unidade deste perfil é ms/ft.

O intervalo dos poços para a correlação foi selecionado levando-se em conta a profundidade a partir da qual há a disponibilidade de dados de todas as três curvas escolhidas (raios gama, resistividade e sônico) em todos os poços ao mesmo tempo, até a profundidade final de cada poço. Colaboraram ainda para esta definição os dados de sísmica de França (2009). Desta forma, o intervalo selecionado para o poço 1-BSS-74 foi o de 3080 m a 4415 m; 3080 m a 4815 m para o 1-BSS-75; e 3080 m a 5175 m para o 1-BSS-83.

A metodologia utilizada para a modelagem foi a proposta por Soares (2005), que descreve dois métodos de trabalho: o supervisionado (com a utilização de dados de testemunho) e o não-supervisionado (sem a utilização de dados de testemunho). O método utilizado, dada a não utilização de dados de testemunho, foi o não-supervisionado.

Antes da aplicação dos dados disponíveis, foi necessário que houvesse uma padronização destes dados, deixando todos os perfis com média nula e desvio padrão unitário, fazendo com que, desta forma, todas as variáveis ficassem em uma mesma escala de valores.

Após a padronização, os dados de perfis das amostras foram agrupados e estas foram separadas em grupos cujo padrão de comportamento era semelhante. Para isto, foi utilizado o programa de estatística *Enterprise Guide 2* (SAS). Nele, tem-se os métodos de classificação não supervisionados, que são “*Average Linkage*”, “*Centróide*” e “*K-means*”. Os dois primeiros baseiam-se na distância entre as amostras no espaço n-dimensional, sendo “n” o

número de perfis que foram utilizados. O método “*Average Linkage*” forma grupos com base nas menores distâncias entre todos os pares possíveis de amostras da população. Isto torna este método mais sensível a possíveis valores anômalos. Já o método Centróide cria grupos com base na distância entre os centros de cada nuvem de amostra no espaço n-dimensional. Esta característica torna-o mais robusto na presença de valores anômalos. O método “*K-means*”, por sua vez, é utilizado quando já se conhece o número “K” de grupos, ou eletrofácies, que se deseja fazer a modelagem. Desta forma, ele gera K-grupos aleatoriamente formados através das amostras dos perfis e em seguida reorganiza a composição de cada grupo de forma que se minimize a variação interna de cada grupo e se maximize a variação entre estes grupos (cf. Soares, 2005).

Para este trabalho, o número ideal de eletrofácies para a modelagem foi adquirido através do método “Centróide”. Desta forma, houve a associação de três funções estatísticas que possibilitaram a estimativa do número ideal de eletrofácies para serem utilizadas. As estatísticas foram as funções *Pseudo-F*, *Pseudo-t²* e *Cubic Clustering Criterion (CCC)* (Figura 2).

O gráfico gerado pela estatística *Pseudo-F* indica que bons números de eletrofácies são aqueles apresentados como valores elevados. Para os poços estudados, esta estatística indicou que cinco seria um bom número de eletrofácies para os três poços.

O gráfico gerado pela estatística *Pseudo-t²* indica que números ideais de eletrofácies são aqueles imediatamente posteriores aos números de valores altos. Este gráfico indicou que para os poços 74 e 75, oito poderia ser um bom número de eletrofácies, enquanto que para o 83, cinco seria um número ideal.

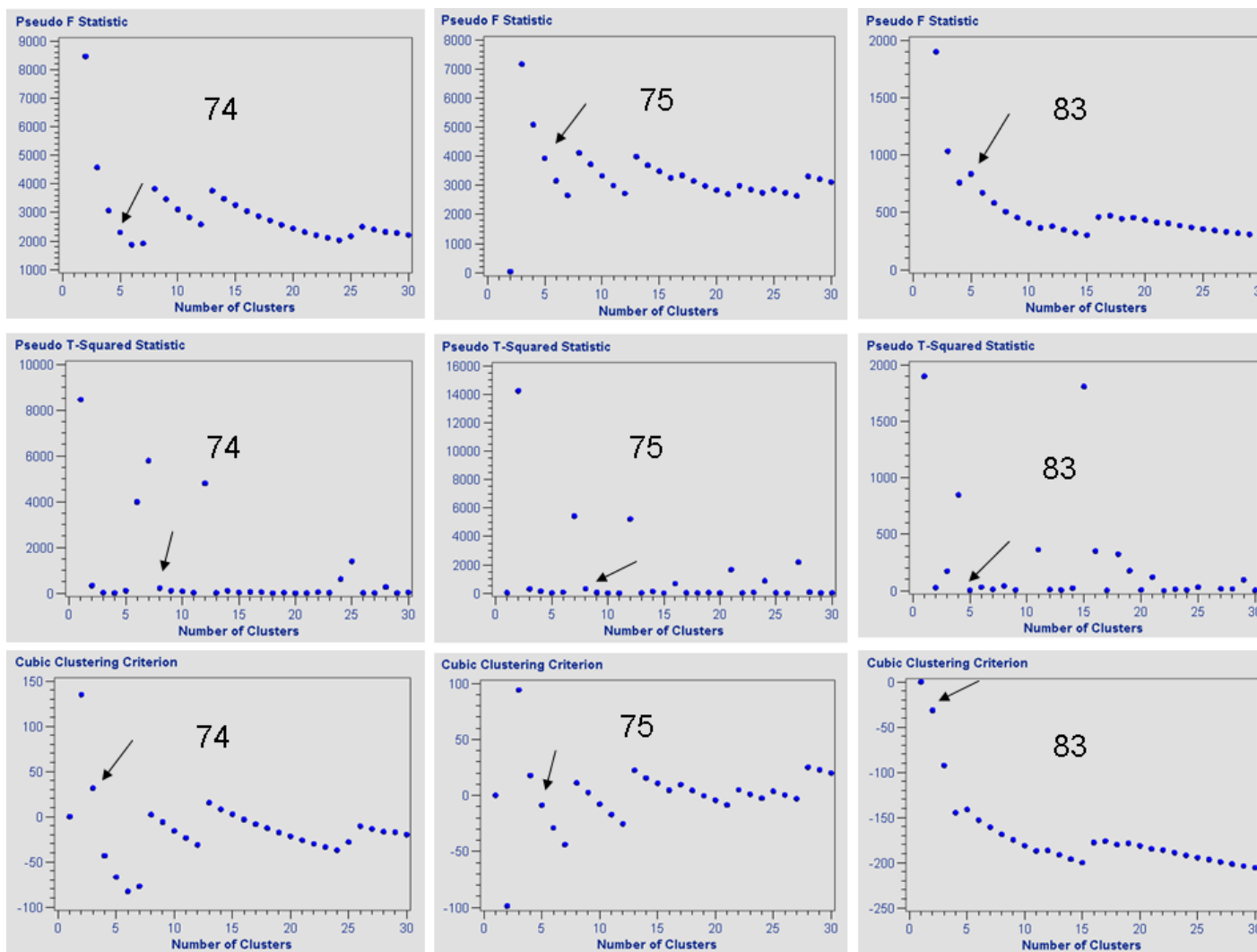


Figura 2– Gráficos das estatísticas *Pseudo-F*, *Pseudo-t²* e *Cubic Clustering Criterion* para os poços 74, 75 e 83. Observar o número ideal de eletrofácies sinalizado com uma seta em cada gráfico estatístico para cada poço estudado.

O gráfico gerado pela estatística *Cubic Clustering Criterium* (CCC) indica que bons números de eletrofácies são aqueles valores positivos acima de 2 ou 3 e que valores potenciais de número de eletrofácies podem ser valores positivos entre 0 e 2. Valores muito negativos poderiam indicar valores anômalos. No caso do poço 74, de acordo com este gráfico, três poderia ser um bom número de eletrofácies, enquanto que para o 75, cinco seria um número ideal de eletrofácies. Para o poço 83, este gráfico atribui o valor dois como sendo um bom número.

É importante ressaltar que números muito baixos ou muito altos de eletrofácies não são recomendados para a modelagem, e que, em um trabalho de correlação, é preferível que os poços tenham quantidades semelhantes de eletrofácies. Desta forma, chegou-se à conclusão de que 5 é um ótimo número de eletrofácies para cada um dos poços.

Com este valor definido, através do método *K-means* foi possível obter-se uma tabela para cada poço em que cada valor de profundidade corresponde a alguma das cinco eletrofácies. Esta tabela foi posteriormente inserida no programa Petrel (Schlumberger) para que a coluna de eletrofácies pudesse ser obtida. Com as colunas de eletrofácies, seguiu-se a classificação e interpretação, de caráter litológicos, das eletrofácies tendo como parâmetro o comportamento dos perfis geofísicos. Utilizando esta interpretação litológica, delimitou-se eletrossequências para os três poços com base nos princípios da estratigrafia de sequências e com o auxílio dos perfis geofísicos. Em seguida, correlacionou-se estas eletrossequências em todos os poços, utilizando-se como datum uma superfície transgressiva previamente interpretada. Essa correlação foi posteriormente balizada pela linha sísmica 2D no programa Geoframe (Schlumberger), onde os topos e bases destas eletrossequências foram inseridos para cada poço.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 A bacia de Santos

A bacia de Santos localiza-se a sudeste da margem continental brasileira entre os paralelos 23° e 28° Sul, e ocupa uma área de aproximadamente 350.000 km², até a cota batimétrica de 3000 m, abrangendo em sua extensão os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. É limitada a norte pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da bacia de Campos; a sul pela Plataforma de Florianópolis, que a separa da bacia de Pelotas; a leste com o sopé do Platô de São Paulo (Figura 3) com o maciço da Carioca, serras do Mar e da Mantiqueira (PEREIRA *et al.*, 1986).

Sua gênese está associada à ruptura do paleocontinente Gondwana iniciada no Neocomiano e à subsequente abertura do oceano Atlântico Sul.

De acordo com Macedo (1990 *apud* ANP, 2003), o intenso calor gerado pela pluma de Tristão da Cunha (WHITE e MCKENZIE, 1989 *apud* ANP, 2003) na área do Platô de São Paulo, tornaria uma ampla área da crosta mais dúctil e, portanto, menos resistente ao estiramento. Desse processo resultaria a formação da bacia de Santos, tendo como embasamento grandes massas de crosta continental afetadas por magmatismo básico.

Segundo o mesmo autor, em regiões mais distantes do pólo de separação entre América do Sul e África, como no caso da bacia de Santos, haveria maior taxa de estiramento, ocorrendo, assim, maior subsidência.

White e McKenzie (1989 *apud* ANP, 2003) também sugerem que a anomalia gerada pela pluma de Tristão da Cunha ocasionaria soerguimento regional associado à subsidência mecânica da bacia, com ocorrência de *underplating*. O fato de ter sido depositada em ambiente regionalmente soerguido explicaria uma sessão rifte menos espessa.

O Alto de Florianópolis é representado por uma cadeia vulcânica de direção E-W. Esta feição fisiográfica é responsável pela limitação da deposição de sal. Está localizado na

latitude 29° S, que representa uma mudança repentina nas condições de sedimentação e, provavelmente, também nas condições de geração e acumulação de hidrocarbonetos na parte mais ao sul da margem continental.

Para Moreira *et al.* (2007), os registros de sedimentação da bacia são divididos em três supersequências (Supersequência Rifte, Supersequência Pós-Rifte e Supersequência Drifte), enquanto que Chang *et al.* (2008) reconheceram quatro sequências estratigráficas (Sin-Rifte I, Sin-Rifte II, Sin-Rifte III ou SAG e Margem Passiva). Segundo o modelo proposto por Chang *et al.* (2008), as suas fases Sin-Rifte I e Sin-Rifte II seriam caracterizadas por paleoambientes vulcânico e fluvial/lacustre, enquanto que a sua fase Sin-Rifte III seria a transição de um paleoambiente fluvial/lacustre para outro marinho restrito. A fase de Margem Passiva é caracterizada por paleoambientes plataformais nerítico, abissal e batial, respectivamente. O rompimento litosférico se deu durante a fase Sin-Rifte III, como sendo evolução do processo de “*strain softening*”, que é a diminuição crescente da resistência ao cisalhamento. Foi também nesta fase que houve grande sedimentação evaporítica, tendo como causadores altos vulcânicos que dificultavam a circulação de água atuando conjuntamente com o clima quente e seco da época (DEMERCIAN, 1996 *apud* CHANG *et al.*, 2008). Após a sedimentação evaporítica, o sistema deposicional da bacia tornou-se misto, havendo acumulação de siliciclásticos na borda (Fm. Florianópolis) e de carbonatos na parte distal (Fm. Guarujá). O sistema marinho na bacia começou com a deposição destas sequências. Indícios de halocinese já ocorriam na plataforma carbonática, como crescimento de seções meso-albianas contra falhas recém-geradas bem como diápiros de sal, especialmente na porção sul, onde verificam-se maiores espessuras da seção sobreposta, no intervalo do neo-albiano ao turoniano. Contudo, a mais importante feição estrutural pós-sal ocorre com a deposição da seção senoniana sobre a Calha Central (DEMERCIAN, 1996 *apud* CHANG *et al.*, 2008), deslocando o sal em sua quase totalidade para porções mais

profundas, gerando a tectônica de *rafts* (seção albiana) e a formação de uma janela de sal de 20 km de comprimento. No que diz respeito aos diápiros de sal, os baixos estruturais gerados por sua ascensão propiciaram a deposição dos arenitos do Membro Ilhabela.

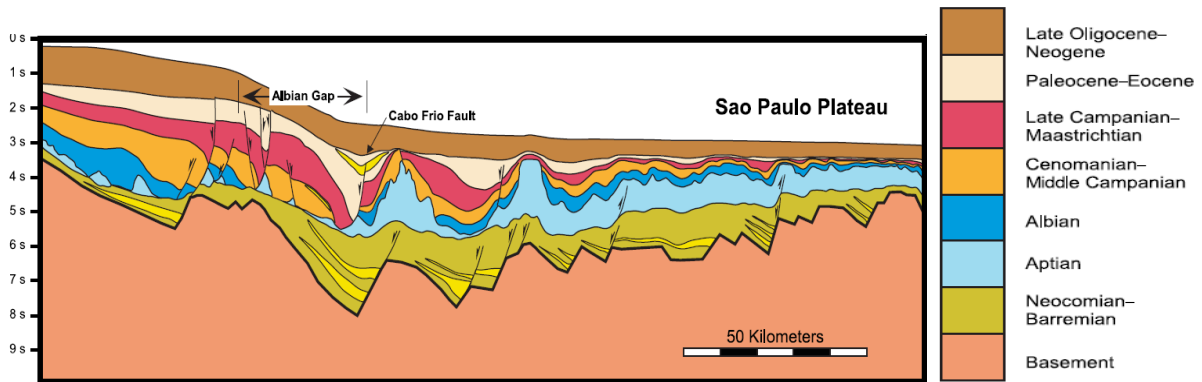


Figura 3– Seção geológica da parte central da bacia de Santos (MODICA e BRUSH, 2004)

A bacia de Santos é o segmento da margem continental brasileira onde houve maior incidência de vulcanismo básico, sendo este contemporâneo ao da província Serra Geral, na bacia do Paraná, e na Etendeka, África, sendo condicionado pelo estiramento litosférico diferenciado por toda a área de influência da pluma de Tristão da Cunha.

3.2 Histórico de exploração

A exploração na bacia de Santos iniciou-se na década de 70 com os primeiros poços exploratórios, que não obtiveram êxito. À época, a bacia de Campos já era a principal produtora de hidrocarbonetos no Brasil.

Com a segunda crise do petróleo, houve a necessidade de aumento na produção doméstica. Assim sendo, foi iniciada a política de exploração em contrato de risco.

Com a nova Lei do Petróleo, de 1997, a bacia passou a receber maior atenção de diversas empresas exploratórias. Houve, a seguir, um período de descobertas na parte norte

da bacia, nos campos de Oliva, Atlanta, Lagosta, Tambuatã, Tambaú, Mexilhão, Carapiá, Uruguá e Pirapitanga.

As descobertas mais recentes e relevantes na bacia foram as do campo de Tupi e Júpiter, cujas reservas, só em Tupi, são estimadas em 6 a 8 bilhões de barris, e que atingiram a porção superior da seção rifte, correspondendo a profundidades superiores a 6500 metros em águas ultra-profundas.

3.3 Sistemas petrolíferos

Dois sistemas petrolíferos são reconhecidos na Bacia de Santos: Guaratiba-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilhabela.

As rochas do Grupo Guaratiba depositadas no Aptiano ainda são, reconhecidamente, as principais geradoras de óleo na bacia, enquanto as rochas da Formação Itajaí-Açu depositadas durante o Cenomaniano-Turoniano são as principais geradoras da fase pós-rifte.

Os dois principais intervalos de rochas geradoras de hidrocarbonetos na Bacia de Santos são a parte superior do Grupo Guaratiba e a parte inferior da Formação Itajaí-Açu.

Através de análises de biomarcadores, a provável fonte de óleo para as rochas geradoras do Grupo Guaratiba seria lacustre salino com contribuição marinha siliciclástica, tendo ocorrido durante o Aptiano (idade Alagoas) ao final da fase Rifte (Sin-Rifte III). Estas rochas consistem em folhelhos negros laminados, intercalados com carbonatos e cuja espessura varia entre 100 e 300 metros.

A parte inferior da Formação Itajaí-Açu foi depositada em ambiente marinho anóxico durante o Cenomaniano/Meso-Turoniano. Embora esta unidade apresente uma maior quantidade de dados geoquímicos disponíveis, sabe-se que esta encontra-se ainda nos estágios iniciais de maturação térmica.

Um grande variedade de tipos de rocha reservatório é verificada na bacia de Santos, desde carbonatos de água rasa até arenitos turbidíticos eocênicos. No que diz respeito à seção pós-rifte, os carbonatos oolíticos da Formação Guarujá constituem o principal reservatório, uma vez que os maiores volumes de óleo descobertos estão nessas rochas.

Em relação aos reservatórios siliciclásticos, tem-se os arenitos turbidíticos do Membro Ilhabela, que ocorrem intercalados com os pelitos de água profunda da Formação Itajaí-Açu, de idade neo-turoniana a eo-santoniana (CHANG *et al.*, 2008), e que compoem os campos de Merluza e Lagosta, sendo também importantes alvos exploratórios. Sombra *et al.* (1990, *apud* CHANG *et al.*, 2008), reconheceram como sendo principal litofácies-reservatório do Membro Ilhabela arenitos maciços, finos a grossos, pobre a moderadamente selecionados, cuja composição é de quartzo, feldspato e líticos vulcânicos, sendo, portanto, arcóseos ou arcóseos líticos. Há a ocorrência de franjas de clorita nos grãos, resultado da alteração dos litoclastos. Isto, de acordo com Sombra *et al.* (1990 *apud* CHANG *et al.*, 2008), teria favorecido a porosidade.

Outros importantes reservatórios na bacia são os arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e Eoceno, das formações Santos/Juréia e Marambaia.

As coquinas do Grupo Guaratiba constituem um importante reservatório da fase rifte, abaixo da seção evaporítica, em que a acumulação de hidrocarbonetos é controlada por altos estruturais do embasamento, como o Alto de Badejo. Sabe-se que estes carbonatos são acumuladores de volumes imensos de hidrocarbonetos e devem ser o principal foco de estudos futuros na bacia.

A migração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos está intimamente ligada à dinâmica do sal. Inicialmente, os hidrocarbonetos migravam até o contato basal pré-aptiano, utilizando-o como *carrier-bed*, em que a geometria da base do sal direcionava o fluxo até que surgisse uma janela de sal, originada com o aporte sedimentar sobreposto à camada de sal, ou

a espessura da camada fosse mais delgada (< 200 metros), contribuindo para que os hidrocarbonetos migrassem para a seção pós-evaporítica.

Passando a camada de evaporitos, a migração se concentrou em falhas lítricas associadas aos domos de sal, ou em falhas de transferência.

Além desses fatores, a atuação de falhas da própria fase rifte teve grande contribuição para a migração de hidrocarbonetos no sistema petrolífero da bacia.

3.4 A Formação Itajaí-Açu

A Formação Itajaí-Açu refere-se ao pacote pelítico sotoposto e interdigitado com os clásticos das formações Juréia e Santos (Figura 4). Caracteriza-se por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados nos ambientes de plataforma distal, talude e bacia. Seu contato inferior está em discordância com a Formação Itanhaém e seu contato superior ocorre concordantemente com a Formação Marambaia. Através de datações bioestratigráficas com base em palinórfos, nanofósseis calcários e foraminíferos plantônicos, definiu-se idade cenomaniana a maastrichtiana para esta unidade.

Disperso na seção, tem-se o Membro Ilhabela que consiste em arenitos turbidíticos médios (PEREIRA *et al.*, 1986 *apud* PEREIRA e FEIJÓ, 1994) e que, de acordo com o modelo proposto por Chang *et al.* (2008), são de idade neo-turoniana a eo-santoniana. Estes arenitos foram depositados em um trato de sistema de mar alto (PEREIRA, 1994, DEMERCIAN, 1996, ANP 2004 *apud* CHANG *et al.*, 2008), após o ápice da transgressão marinha responsável pela deposição dos folhelhos da Formação Itajaí-Açu. Deveriam, a princípio, apresentar ocorrências de trapecamento estratigráfico por acunhamento de corpos arenosos em sentido contrário ao mergulho da bacia (*pinch-outs*). Contudo, devido à

deformação gerada por intensa atividade halocinética, estas trapas passaram a ser mistas ou, em alguns casos, mesmo estruturais (CHANG *et al.*, 2008).

Klarner *et al.* (2007) classificam os arenitos do Membro Ilhabela como sendo depósitos deltaicos proximais gradando para deltas de margem plataformal e depósitos de fluxo gravitacional nas porções mais profundas da bacia. Em um estudo sobre essas areais realizado em um poço na bacia de Santos, esses autores os dividem em dois tipos: pré-vulcânicos e pós-vulcânicos. Entre eles ocorre uma seção vulcânica de cerca de 50 metros de espessura, composta por basaltos brechados e conglomerados de clastos máficos contendo partículas vítreas, fato esse que sugere um rápido resfriamento da lava ao entrar em contato com a água. Mohriak *et al.* (2002 *apud* KLARNER *et al.*, 2007) afirmam que as idades dessas rochas vulcânicas está entre 80 Ma e 65 Ma. Levando em consideração a ocorrência destas rochas torna-se importante devido ao fato de que elas podem prejudicar potenciais reservatórios devido à alteração diagenética ocasionada por fluidos quentes e adição de componentes minerais. Por outro lado, também podem vir a ser um fator positivo ao se tornarem selos laterais. Contudo, a maior influência exercida pelas rochas desta seção na formação dos arenitos do Membro Ilhabela é na contribuição de seus fragmentos que se misturaram aos sedimentos provenientes de fora da bacia. Devido à presença desses componentes instáveis em sua composição, esses arenitos tiveram um complexo processo diagenético.

De acordo com Klarner *et al.* (2007), a composição dos arenitos pré-vulcânicos é de 50% de quartzo, 20% de feldspatos e seus produtos diagenéticos, pequena quantidade de fragmentos líticos, 3% de clorita, pequena ocorrência de calcita e outros minerais, com porosidade entre 12% e 15%. A cimentação é dada por quartzo e calcita. No entanto, diferentemente do observado nos arenitos pós-vulcânicos, os grãos estão em contato direto. Folk (1968) *apud* Klarner *et al.* (2007) classificou esta unidade como arcóseo, tendo escassos

fragmentos de rochas vulcânicas, similar a outros arenitos da bacia. Segundo os mesmos autores, os arenitos pós-vulcânicos têm menos de 30% de quartzo em sua composição e um considerável aumento na presença de fragmentos líticos máficos e de clorita, sendo pobremente selecionados, grãos de tamanho médio e muito angulosos. A porosidade nestes arenitos chega a 20%. Diferentemente dos arenitos abaixo da seção vulcânica, esta unidade tem seus clastos suportados por pseudo-matriz de clorita e calcita. Inicialmente, no entanto, a intensa cloritização que proporcionou a formação de “franjas” de clorita teria favorecido a porosidade.

Estudos de inclusões fluidas bem como interpretação de perfis de resistividade sugerem que a porção superior do arenito é parcialmente saturada por gás.

Pode-se correlacionar esta formação com o Membro Tamoios, na Bacia de Campos, e com a parte inferior das formações Imbé (Pelotas), Urucutuca (Espírito Santo, Camamu-Almada) e Calumbi (Sergipe-Alagoas).

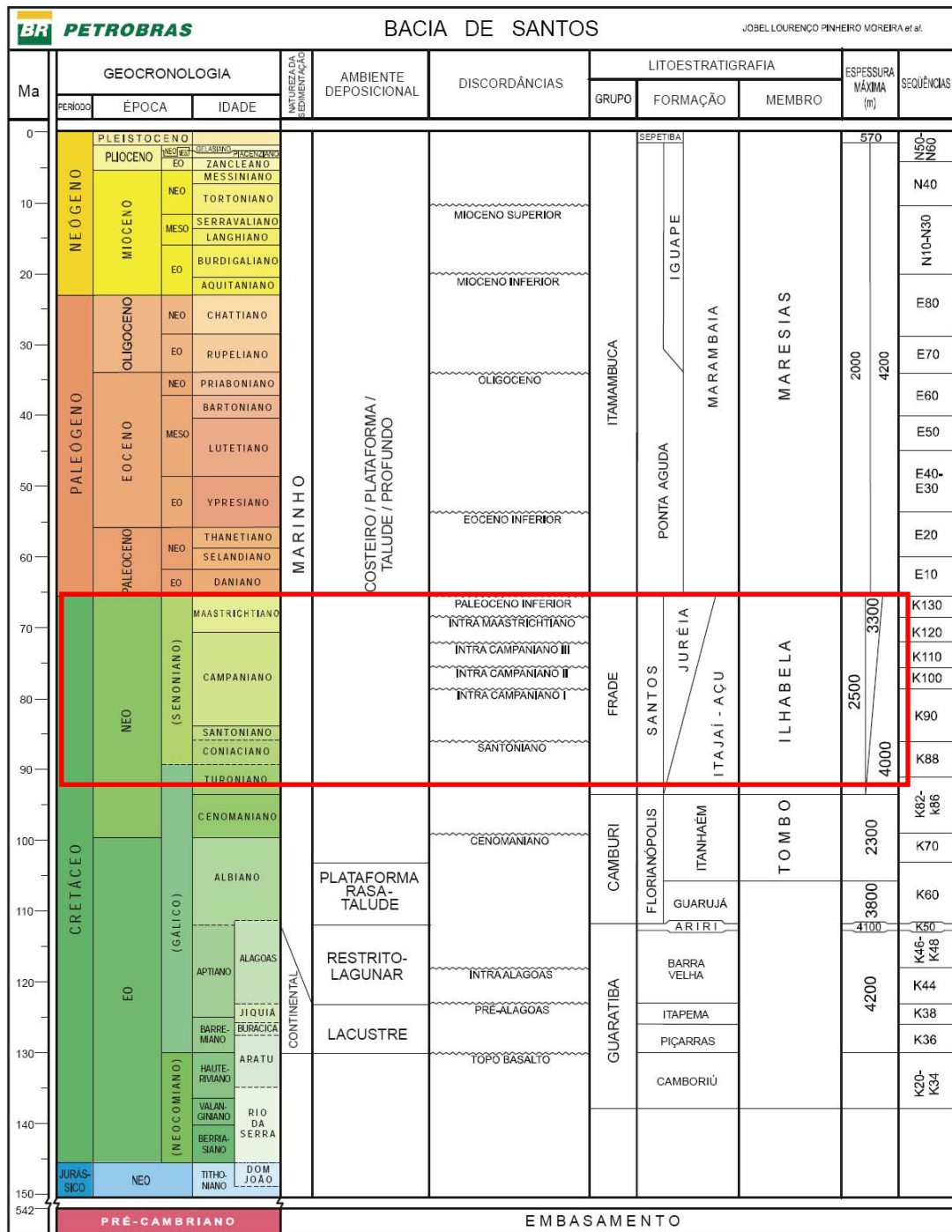


Figura 4 – Diagrama estratigráfico da bacia de Santos, com destaque para a Formação Itajaí-Açu, que contém o intervalo de estudo (MOREIRA *et al.*, 2007).

4 RESULTADOS

4.1 Eletrofácies

Com o número de 5 eletrofácies (EF) definido em cada poço (quadro 1), foi possível obter-se, inserindo-se no programa Petrel™ (Schlumberger) as tabelas de agrupamentos (*clusters*) geradas no programa Enterprise Guide™, as colunas de eletrofácies para cada poço (figuras 6, 7 e 8). Analisando-se cada eletrofácies juntamente com seu respectivo comportamento para cada uma das curvas utilizadas, foi possível obter-se uma interpretação para cada uma delas.

Quadro 1 – Resumo do comportamento típico e a interpretação dada para cada eletrofácies

EF	DIAGNOSE	INTERPRETAÇÃO
1	RG baixo (53 - 80 API), ILD baixo (0.45 - 1.15 ohm-m) e DT alto (80 - 110 ms/ft)	Arenito pouco argiloso
2	RG médio (60 - 80 API), ILD médio (1.15 - 2.5 ohm-m) e DT alto (75 - 86 ms/ft)	Arenito argiloso
3	RG alto (70 - 100 API), ILD alto (2.3 - 5 ohm-m) e DT baixo (60 - 75 ms/ft)	Siltito
4	RG baixo (40 - 68 API), ILD médio (0.55 - 2 ohm-m) e DT médio (80 - 95 ms/ft)	Carbonatos e siltitos intercalados
5	RG muito alto (80 - 115 API), ILD alto (1.8 - 5 ohm-m) e DT baixo (70 - 90 ms/ft)	Marga

A **eletrofácies 1** (cor amarela) é caracterizada por baixo raios gama, baixa resistividade e sônico alto (Quadro 1). Trata-se de uma rocha com baixa argilosidade, boa condutividade elétrica e alta porosidade, o que permite interpretá-la como sendo um arenito pouco argiloso. Corresponde a 19% do poço 74, a 27% do poço 75 e a 65% do poço 83. Ocorre tipicamente no intervalo que vai de 3080 m a 3250 m no poço 74; de 3080 m a 3500 m no poço 75; e de 3080 a 4300 m no poço 83.

Na **eletrofácies 2** (cor laranja) foram verificados valores médios de raios gama, resistividade média e sônico alto (Quadro 1). Assim sendo, trata-se de uma rocha com um pouco mais de argilosidade que a da EF 1, com uma condutividade elétrica de valores médios e alta porosidade. Foi diagnosticada, portanto, como sendo um arenito argiloso. Corresponde a 19% do poço 74, a 30% do poço 75 e a 1% do poço 83. Ocorre tipicamente no intervalo que vai de 3860 m a 4110 m no poço 74; de 3875 m a 4050 m e de 4275 m a 4600 m no poço 75; e no poço 83 sua ocorrência é desprezível.

A **eletrofácies 3** (cor cinza) é caracterizada por valores altos de raios gama, alta resistividade e sônico baixo (Quadro 1). Por ser uma eletrofácies de baixa porosidade, baixa condutividade e maior argilosidade que a eletrofácies 2, foi interpretada como sendo silito. Corresponde a 24% do poço 74, a 12% do poço 75 e a 1% do poço 83. Ocorre tipicamente no intervalo que vai de 4110 m a 4410 m no poço 74; de 4600 m a 4800 m no poço 75; e no poço 83 sua ocorrência é desprezível.

A **eletrofácies 4** (cor azul claro) possui baixos valores de raios gama, resistividade média e sônico médio (Quadro 1). Foi interpretada, portanto, como sendo carbonatos e silitos intercalados. Corresponde a 7,5% do poço 74, a 18% do poço 75 e a 1% do poço 83. Ocorre tipicamente no intervalo que vai de 3250 m a 3350 m no poço 74; de 3550 m a 3750 m no poço 75; e no poço 83 sua presença é desprezível.

A **eletrofácies 5** (cor azul) possui valores muito altos de raios gama, alta resistividade e sônico alto (Quadro 1). Trata-se da EF de maior argilosidade de todo o intervalo ao mesmo tempo em que possui a maior resistividade elétrica do intervalo e a menor porosidade. Dessa forma, foi classificada como marga, onde a presença de folhelho explica a alta argilosidade ao mesmo tempo em que a presença de carbonato, a alta resistividade. Corresponde a 30,5% do poço 74, a 13% do poço 75 e a 32% do poço 83. Ocorre tipicamente no intervalo que vai de

3400 m a 3750 m no poço 74; de 4050 m a 4250 m no poço 75; e de 4350 m a 4700 m e de 4875 m a 5225 m no poço 83.

Importante notar que no poço 83, as eletrofácies predominantes são a EF 1 (arenito pouco argiloso) e a EF 5 (marga). Embora todas as 5 eletrofácies estivessem presentes no poço, por serem muito escassas a visualização destas, nesta escala, tornam-se imperceptíveis.

4.2 Eletrossequências

Feita a análise de eletrofácies, seguiu-se a marcação de eletro-horizontes em cada um dos poços tendo-se como base mudanças de EF e a observação dos padrões dos perfis nos três poços. Estes eletro-horizontes foram então correlacionados utilizando-se como datum uma superfície transgressiva previamente interpretada (eletro-horizonte 6). Esta correlação propiciou a marcação de eletrossequências, sendo os eletro-horizontes os limites (base e topo) de cada uma delas. Ao todo, foram identificados 7 eletro-horizontes e, por conseguinte, 7 eletrossequências (Figuras 5, 6 e 7). A profundidade de cada um dos primeiros foi plotada na sísmica para cada um dos poços (Figura 8), para que, em seguida, pudesse ser feita um balizamento destes na sísmica.

Poço 1-BSS-74

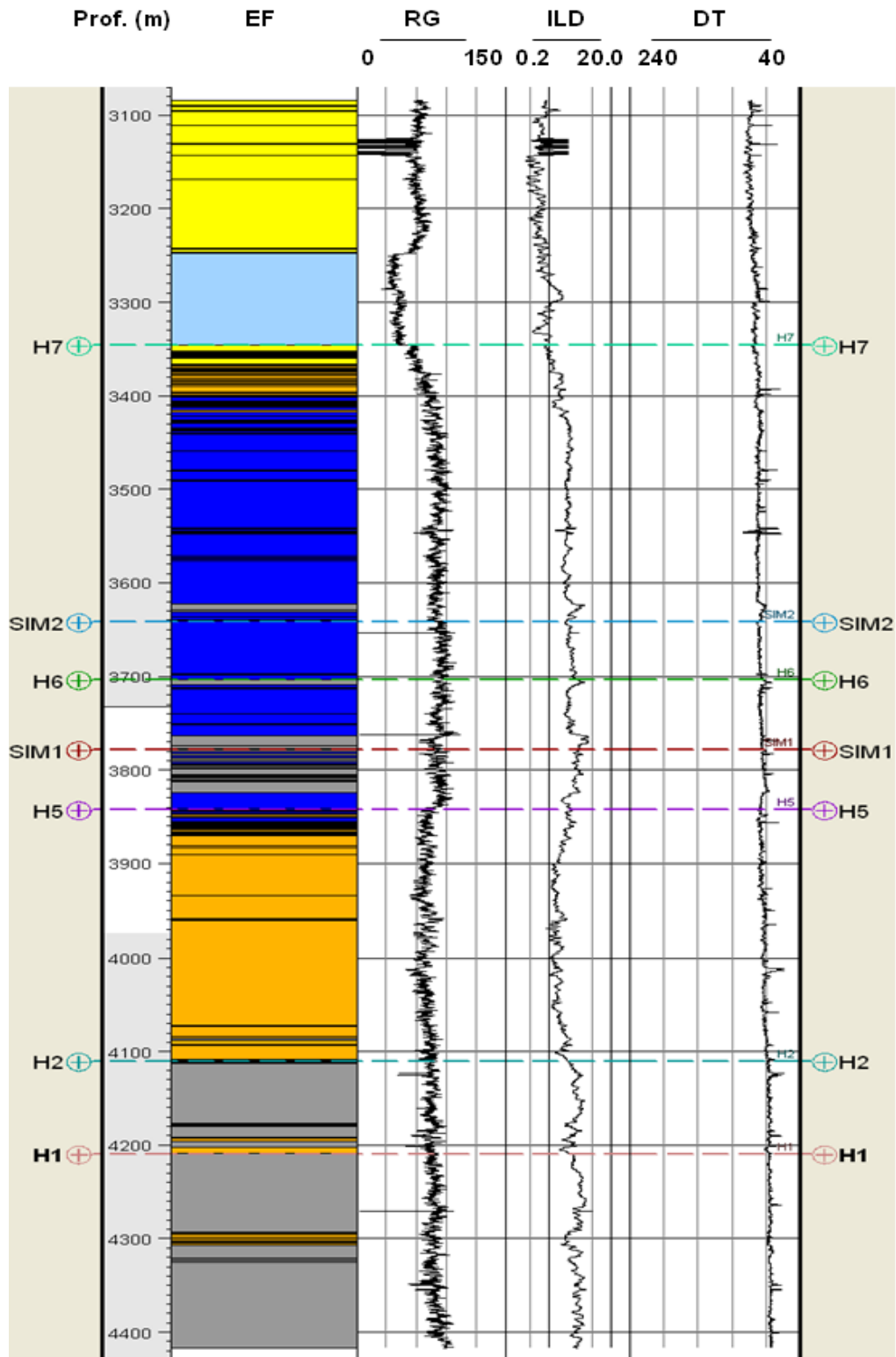


Figura 5 – Intervalo do poço 74 mostrando as eletrofácies e os eletrohorizontes (Legenda: ver Quadro 1).

Poço 1-BSS-75

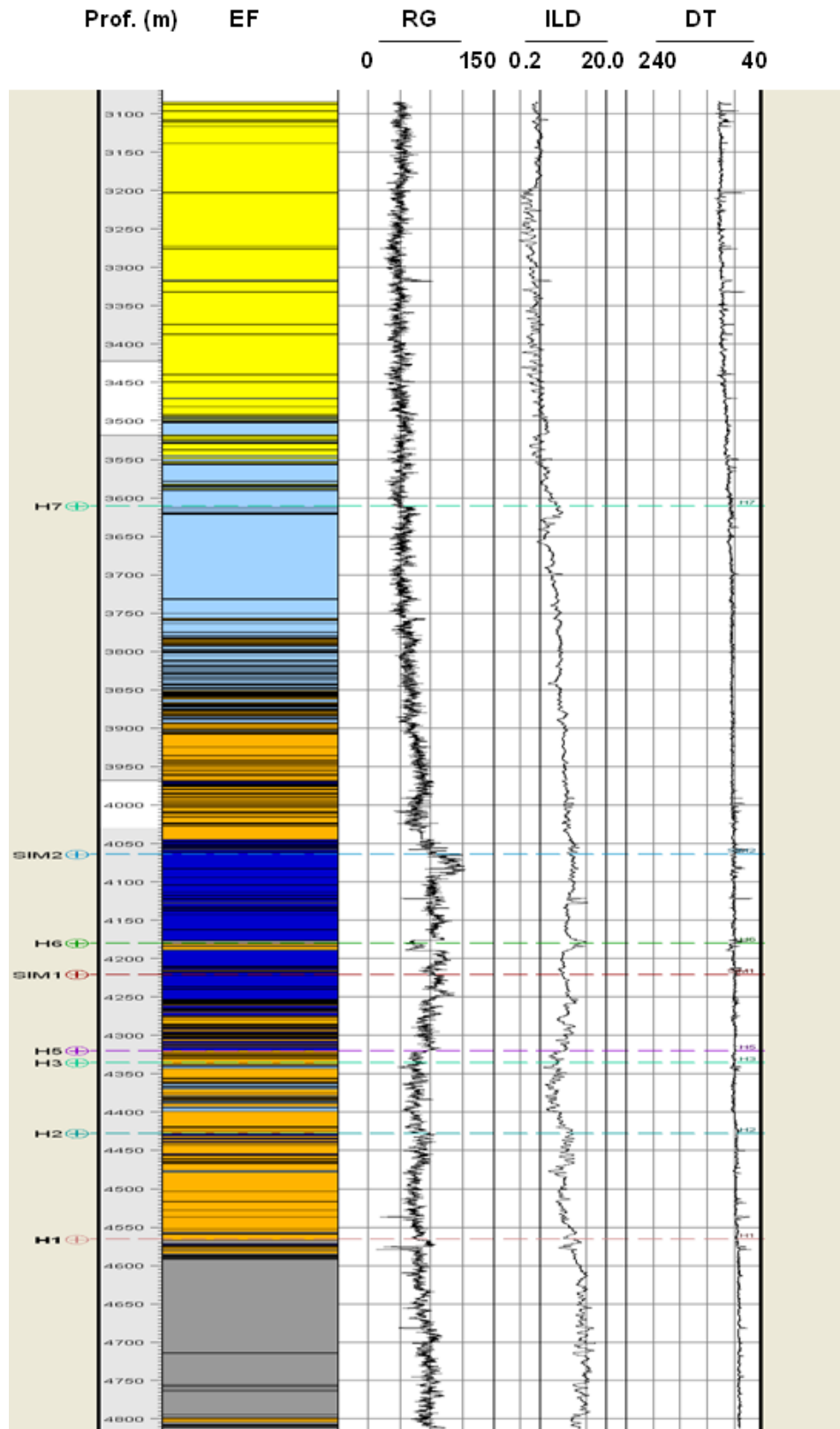


Figura 6 – Intervalo do poço 75 mostrando as eletrofácies e os eletrohorizontes (Legenda: ver Quadro 1).

Poço 1-BSS-83

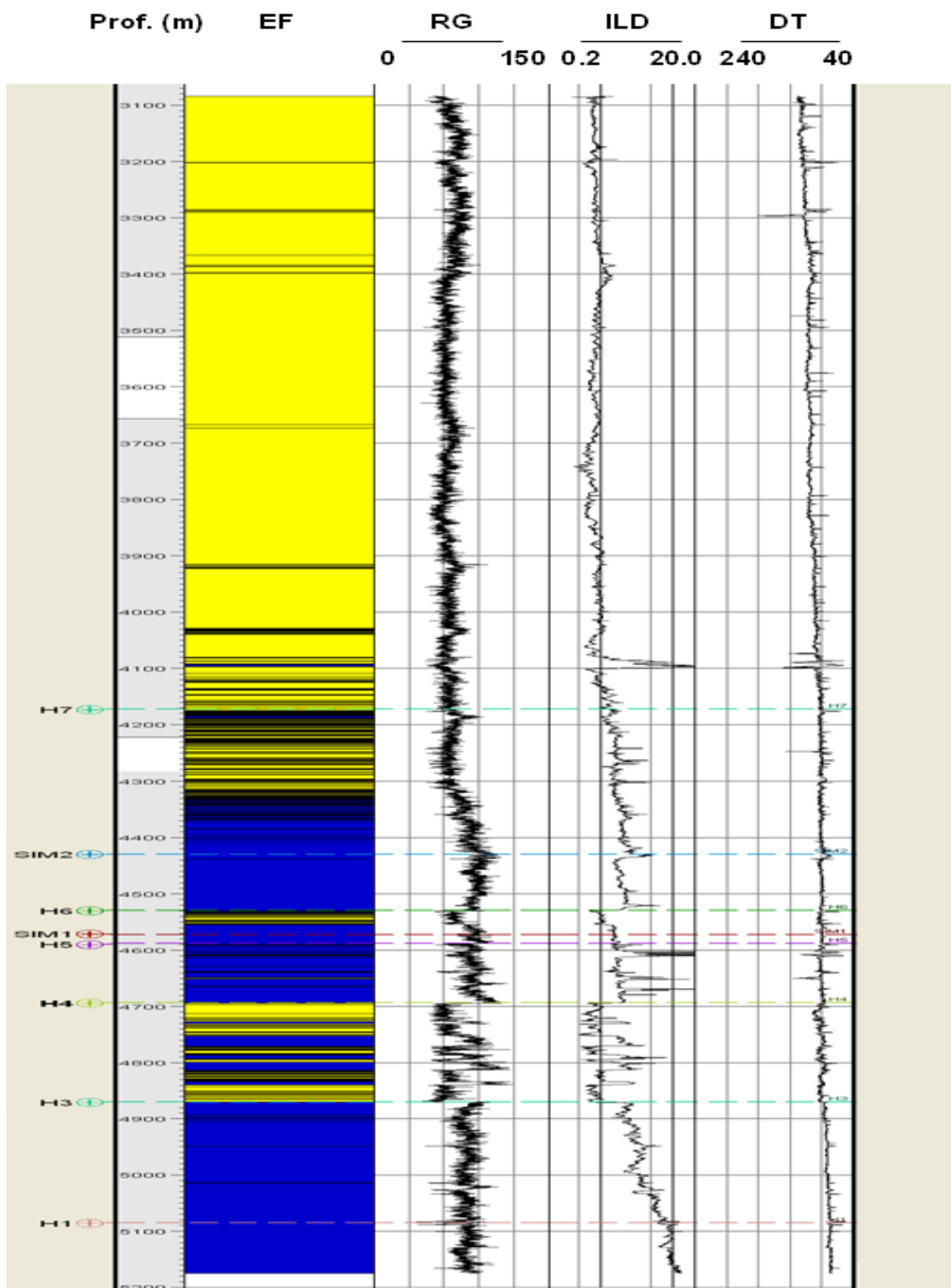


Figura 7 – Intervalo do poço 83 mostrando as eletrofácies e os eletrohorizontes (Legenda: ver Quadro 1).

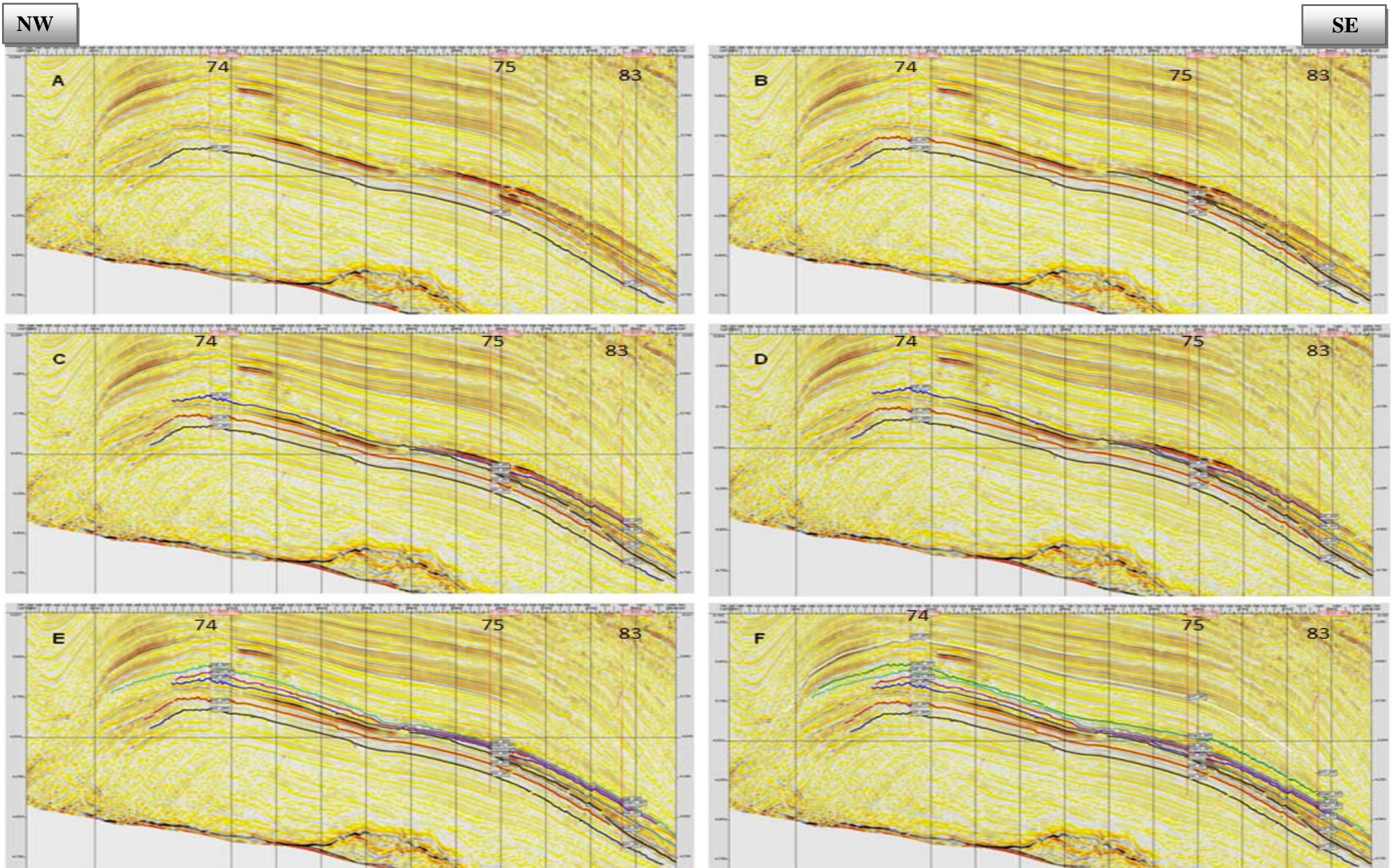


Figura 8 – Correlação dos eletro-horizontes nos poços 74, 75 e 83 na linha sísmica 2D utilizada. (Localização da linha: ver Figura 1).

A **eletrossequência 0** (Figura 9), assim chamada por não ter sido limitada em sua base, é caracterizada pela predominância da EF 3 (siltitos) com ocorrência de finas camadas da EF 2 (arenito argiloso) nos poços 74 e 75 e pela predominância da EF 5 (marga) no poço 83. Seu topo é limitado pelo horizonte definido como H1 (Figuras 5, 6 e 7), que está a 4210 m no poço 74 e a 4565 m no poço 75, bem no topo do pacote da eletrofácies 3. No poço 83, de acordo com a sísmica, este horizonte situa-se na profundidade de 5085 m. Contudo, pelas eletrofácies, não foi possível verificar uma mudança litológica nesta cota. Esta eletrossequência possui uma espessura média de $183 \text{ m} \pm 56 \text{ m}$. De acordo com a sísmica (Figura 8 a), o horizonte H1 trata-se de uma superfície de erosão, onde ocorrem visíveis truncamentos ao longo da seção.

A **eletrossequência 1** tem sua ocorrência verificada nos três poços e ocorre acima do horizonte definido como H1 (Figuras 5, 6, 7 e 9). No poço 74, é caracterizada pela ocorrência inicial de EF 2 (arenito argiloso) passando a haver uma predominância da EF 3 (siltito). No poço 75, por sua vez, há predominância da EF 2 (arenito argiloso) com algumas finas camadas de EF 5 (marga). No poço 83, esta eletrossequência é marcada pela predominância da EF 5 (marga). Esta eletrossequência possui uma espessura média de $138 \text{ m} \pm 39 \text{ m}$. Nos poços 74 e 75, o topo desta eletrossequência é limitado pelo horizonte H2, que, dado o início de um novo ciclo de deposição de sedimentos mais grossos, trata-se de uma superfície regressiva. Pela sísmica (Figura 8 b), trunca em uma superfície de erosão, definida como H3, antes de chegar ao poço 83. Assim sendo, o topo da eletrossequência 2, no poço 83, dá-se pela superfície de erosão definida pelo horizonte H3.

A **eletrossequência 2** ocorre nos poços 74 e 75, acima do horizonte definido como H2 (Figuras 5 e 6), a 4110 m no 74 e a 4430 m no 75 (Figura 9). É caracterizada pelo início de uma grande predominância da EF 2 (arenito argiloso) com algumas finas camadas intercaladas da EF 5 (marga), tanto no poço 74 quanto no poço 75. Esta eletrossequência

possui uma espessura média de $186 \text{ m} \pm 94 \text{ m}$. Lateralmente, termina antes de chegar ao poço 83, na superfície de erosão definida como H3 (Figura 8 c). Dessa forma, o topo desta eletrossequência no poço 74 é limitado pelo horizonte H5, definido como uma superfície transgressiva, e no poço 75 pela superfície de erosão definida pelo horizonte H3.

Torna-se importante ressaltar que, pela sísmica (Figura 8 c), entende-se que a superfície de erosão H3 é amalgamada junto à superfície transgressiva definida pelo horizonte H5, na região compreendida entre os poços 74 e 75, como pode ser visto na figura.

A **eletrossequência 3** ocorre somente no poço 83, acima da superfície de erosão definida como horizonte H3 (Figura 7), a 4870 m neste poço. É constituída pelo predomínio EF 1 (arenito pouco argiloso) com finas intercalações da EF 5 (marga) na base e no topo e de camadas mais espessas da EF 5 nas suas partes centrais. Esta eletrossequência possui uma espessura média de 178m. Seu topo é limitado pela superfície transgressiva definida como H4, que também aparece somente no poço 83, terminando em *onlap* (Figura 8 d) na superfície de erosão definida pelo horizonte H3, na região entre este poço e o poço 75.

A **eletrossequência 4** ocorre nos poços 75 e 83, sendo ausente no poço 74. No 75, está acima da superfície de erosão H3 (Figuras 6), a 4345m e no 83 ocorre acima da superfície transgressiva definida como horizonte H4 (Figura 7), a 4695 m. Isto ocorre devido ao fato de o horizonte H4 terminar em *onlap* em H3 na região situada entre os poços 75 e 83 (Figura 8 D). No poço 75, é caracterizada pela ocorrência da EF 2 (arenito argiloso) com intercalações de EF 5 (marga). No poço 83, é caracterizada pelo predomínio de EF 5 (marga) com intercalações de finas camadas de EF 1 (arenito pouco argiloso), cuja frequência aumenta em direção ao topo, sendo a última camada de EF 1 o fim desta eletrossequência neste poço. Esta eletrossequência possui uma espessura média de 60 m.

A **eletrossequência 5** está presente nos três poços. No poço 74, consiste nas EF 5 (marga) e 3 (siltito), no 75 na EF 5 e com ocorrência de EF 2 (arenito argiloso) no topo e no

83 na EF 5 na parte inferior e EF 1 na parte superior (Figura 9). Esta eletrossequência possui uma espessura média de $112 \text{ m} \pm 33 \text{ m}$. Está acima da superfície transgressiva definida como eletro-horizonte H5 (Figuras 5, 6 e 7) (a 3845 m no poço 74, a 4320 m no poço 75 e a 4590 m no poço 83) e é limitada em seu topo pelo horizonte H6, também uma superfície transgressiva (Figura 8 E). Foi este o eletro-horizonte usado como datum para a correlação. Nesta eletrossequência, verifica-se a ocorrência de uma superfície de inundação máxima, definida como SIM1 (Figuras 5, 6 e 7), que passa a 3780 m de profundidade no poço 74, a 4220 m no poço 75 e a 4575 m no poço 83, cuja marcação se deu através do da curva de raios-gama.

A **eletrossequência 6** também ocorre nos três poços estudados. Nos poços 74 e 75, trata-se de EF 5 na parte inferior, EF 2 na parte mais central e EF 4 (carbonatos e siltitos intercalados) na parte superior. No poço 83, verifica-se a EF 1 na parte inferior, EF 5 na parte mais central e um grande pacote da EF 1 com algumas intercalações de EF 5 na parte superior. Esta eletrossequência possui uma espessura média de $417 \text{ m} \pm 89 \text{ m}$.

Ocorre acima da superfície transgressiva H6 (Figuras 5, 6 e 7), a 3700 m no poço 74, a 4180 m no poço 75 e a 4530 m no poço 83 (Figura 9). Seu topo é limitado pelo eletro-horizonte H7 (Figura 8 F).

Nesta eletrossequência verifica-se a ocorrência de outra superfície de inundação máxima, definida como SIM2. Esta superfície, definida através do perfil de raio gama, está a 3640 m no 74, a 4065 no 75 e a 4430 m no 83.

A **eletrossequência 7** está acima do horizonte definido como H7 (Figuras 5, 6 e 7), que, no 74, está a 3345 m, a 3610 m no 75 e a 4175 m no 83. Seu topo não foi definido por nenhum horizonte, pois esta tem seu limite superior a uma cota mais baixa que o topo do intervalo selecionado (Figura 8 f). Trata-se de uma eletrossequência com a presença de EF 4 (siltitos e carbonatos intercalados) na parte inferior tendo acima desta a ocorrência de EF 1

(arenito pouco argiloso). No poço 83, esta ocorre diretamente com o predomínio da EF 1, após uma sequência em que havia uma intercalação entre a EF 5 (marga) e a EF 1.

O modelo da figura 9 permite uma visualização esquemática da correlação nos três poços dos sete eletro-horizontes, sendo um sumário do que foi discutido.

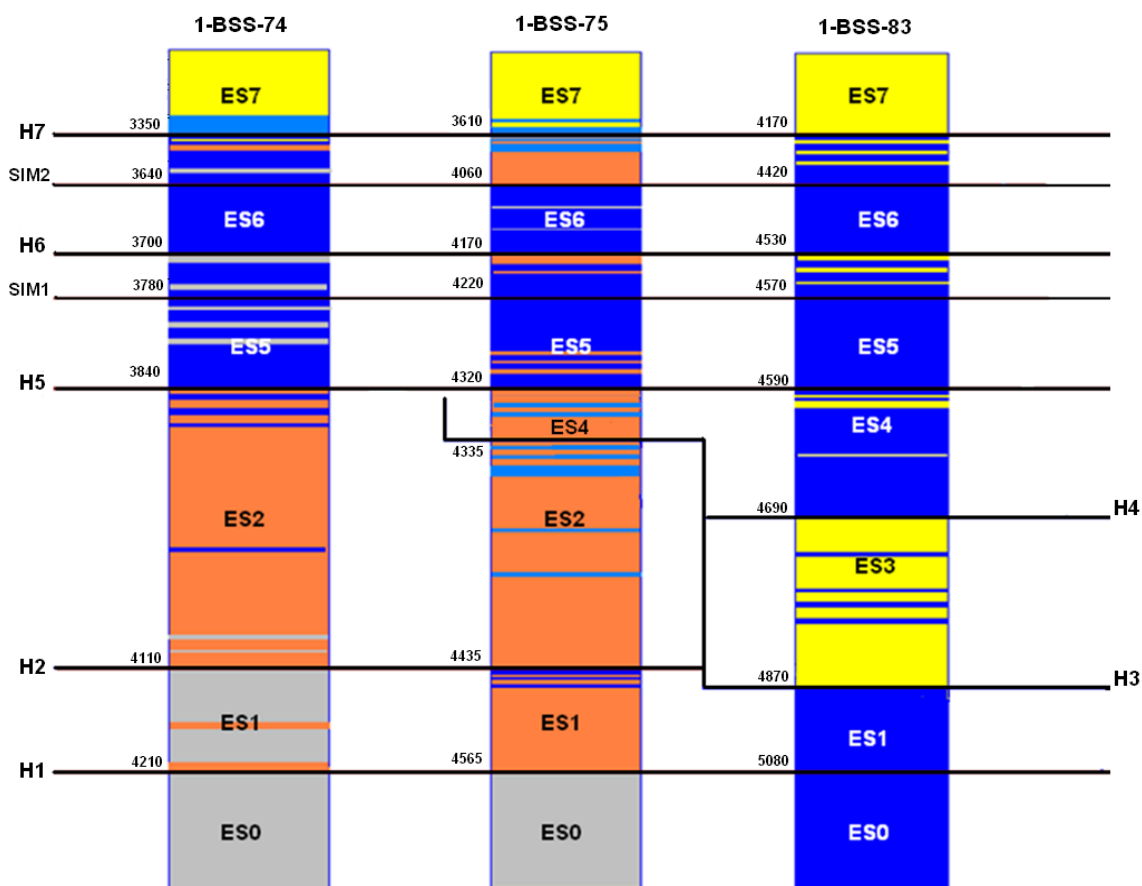


Figura 9 – Modelo esquemático mostrando a correlação nos três poços estudados dos sete eletro-horizontes (H1 a H7)

5. CONCLUSÕES

Considerando-se os resultados obtidos, percebe-se que a modelagem de eletrofácies proporcionou a realização de uma boa análise faciológica do intervalo selecionado nos poços e com um notável grau de detalhe. Ao se utilizar a linha sísmica 2D, nota-se que esta e as delimitações de eletrosequências nas colunas de eletrofácies mostraram uma considerável coerência e compatibilidade. Dessa forma, pode-se dizer que a combinação de modelagem de eletrofácies, para um estudo mais detalhado e pontualizado, e sísmica pode ser uma útil e poderosa ferramenta na correlação estratigráfica e subsequente entendimento dos eventos deposicionais em uma bacia sedimentar.

Notou-se também que uma das grandes vantagens da modelagem de eletrofácies é a sua praticidade, sendo este um método que propicia rapidez na interpretação litológica.

No que diz respeito a outros métodos de análise de perfis geofísicos, torna-se válido destacar o método conhecido como psicologia, em que há uma maior aplicabilidade na identificação de ciclos, como *coarsening* e *fining up*, enquanto que a modelagem de eletrofácies proporciona uma maior robustez à caracterização litológica.

Por fim, este trabalho também vem dar importante contribuição à literatura, haja vista que as publicações e trabalhos realizados utilizando-se a modelagem de eletrofácies ainda são poucos.

Referências Bibliográficas

- ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2003. Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos. Rio de Janeiro, ANP/FUNDUNESP, 170p.
- BROWN, L. F. & FISCHER, W. L., 1977. Seismic_Stratigraphic Interpretation of Depositional Systems: Examples From Brazil Rift and Pull-Apart Basins. In: Payton, C. E., org.: Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Mem. 26, pp. 213-248.
- CAIANELLI, C. & MOHRIAK, W. U. 1998. Geology of the Atlantic Eastern Brazilian Basins. In: AAPG International Conference and Exhibition Short Course - Short Course - Brazilian Geology.
- CARVALHO, M.D. *et al.* 1990. Reservatórios carbonáticos profundos do eo/mesoalbianoda Bacia de Santos. Revista de Geociências da Petrobras, 4:429-450.
- CATUNEANU, O. *et al.* 2008. Towards the Standardization of Sequence Stratigraphy, Earth-Science Reviews.
- CHANG, H. K., 2008 . Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos.
- CHANG, H. K. *et al.*, 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil rift system: an overview. Tectonophysics, 213: 97-138.
- DEMERCIAN, L.S. 1996. A halocinese na evolução do sul da Bacia de Santos do Aptiano ao Cretaceo superior. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 201p.
- DELLA FÁVERA, J.C. Fundamentos de Estratigrafia Moderna. Rio de Janeiro: Ed UERJ, 2001. 274p.
- DIAS, J.L. 1998. Análise sedimentológica e estratigráfica do andar aptiano em parte da margem leste do Brasil e no platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. Boletim de Geociências da Petrobras, 15:531-549.
- FOLK, R.L. 1968. Petrology of Sedimentary Rocks. University of Texas Publication, Hemphill's, Austin.
- FRANÇA, C. P. 2009. Geoarquitetura de Unidades Areníticas Campanianas na Parte Central da Bacia de Santos, Brasil. Programa de Graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalho Final de Curso.

- KLARNER, S., UJETZ, B., FONTANA, R. L. Enhanced depositional and AVO models for lithologically complex sandstones in the Santos Basin, offshore Brazil. *Petroleum Geoscience*, 14:235-243.
- MACEDO, J. M. 1990. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. In: Raja Gabaglia, G. P. & Milani, E. J. (ed.) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRAS 361-376.
- MOHRIAK, W.U. *et al.*, 2002. Crustal architecture of the South Atlantic volcanic margins. In: Menzies, M.A., Klemperer, S.L., Ebinger, C.J. & Baker, J. (eds) Volcanic Rifted Margins. Geological Society of America Special Paper, **362**, 159–202.
- MOREIRA, J. L. P. *et al.* 2007. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15:531-549.
- OJEDA, H.A.O.; CESERO, P. 1973. Bacias de Santos e Pelotas, geologia e perspectivas petrolíferas. Rio de Janeiro, Petrobras. Rel. Interno.
- PEREIRA, M.J. *et al.*, 1986. Estratigrafia da Bacia de Santos: análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 34. Goiânia, SBG. Anais, v.1.
- PEREIRA M.J.; FEIJÓ, F.J. 1994. Bacia de Santos. Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 8:219-234.
- SERRA, O & L. 2003. Well Logging and Geology.
- SOARES, J.A. 2005 Um Fluxo de Trabalho para modelagem de eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada. In: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Salvador. Anais...Salvador, 6p. (CD-ROM, pdf)
- SOMBRA, C.L. *et al.*, 1990. Parâmetros controladores da porosidade e permeabilidade nos reservatórios clásticos profundos do Campo de Merluza, Bacia de Santos, Brasil. *Bol. Geoc. Petrobrás*, 4:451-466.
- WHITE, R. S.; McKenzie, D. P. 1989. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, 94: 7685-7729.