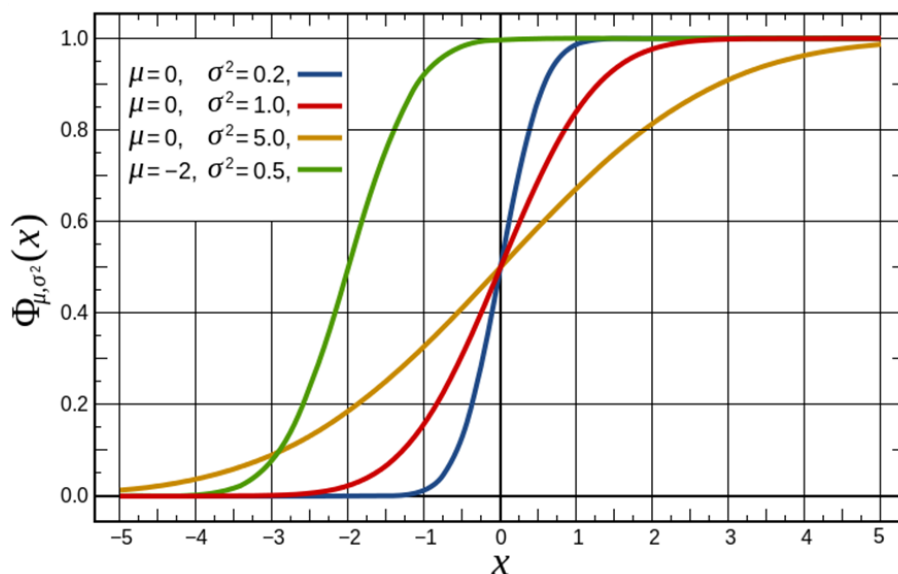


Figura 23 - Curva de distribuição normal.



Legenda: Função de distribuição cumulativa.
 Fonte: JONES, 2016

- b) *Stretched Beta* - é simplesmente uma distribuição beta redimensionada que possui um valor mínimo e máximo que pode ser definido, ou seja, pode-se expandir o intervalo do beta usual (0 a 1) para ajustar o intervalo que faz sentido para o parâmetro que está sendo modelado. Esta versão da distribuição beta pode permitir simulações mais realistas.
- c) Constante - Apenas um valor é utilizado, somente um evento é possível.
- d) Uniforme - a probabilidade de se gerar qualquer ponto em um intervalo contido no espaço amostral é proporcional ao tamanho do intervalo, visto que na distribuição uniforme a $f(x)$ é igual para qualquer valor de x no intervalo considerado. No geral, o uso de distribuição uniforme é utilizado para se ter o número das chances possíveis de um determinado evento ocorrer, dentro de um limite de duas variáveis lógicas, sendo um número finito de resultados com chances iguais de ocorrer.

Definidas as distribuições para cada parâmetro, o programa fornece como produto, resultados probabilísticos de possíveis acumulações. No presente trabalho, o produto final foram os volumes de óleo *inplace* e recuperáveis estimados para o prospecto em questão e suas incertezas associadas.

A equação utilizada para o cálculo do volume de óleo *inplace* foi:

$$VOIP = \frac{Vr * PHi * NtG * So}{Bo} \quad (8)$$

Vr = Volume de rocha

PHi = Porosidade

NtG = *Net-to-Gross*

So = Saturação de Óleo

Bo = Fator Volume de Formação do Óleo

Sendo esta mesma equação utilizada para o cálculo de volume de óleo recuperável, porém multiplicada pelo fator de recuperação.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Interpretação Sísmica

Com o objetivo de realizar um estudo mais detalhado da seção Pré-Sal da porção noroeste do Bloco de Libra, foram mapeados nos dados sísmicos 3D e 2D, seis horizontes sísmicos (Tabela 04) correspondentes ao Fundo do Mar, Topo do Sal, Base do Sal, Topo do Rifte Inicial, Topo do Rifte Final e Embasamento Acústico. Os horizontes mapeados (Figura 24) representam limites de grandes eventos deposicionais e foram correlacionados com superfícies já definidas na literatura por Moreira et al. (2007).

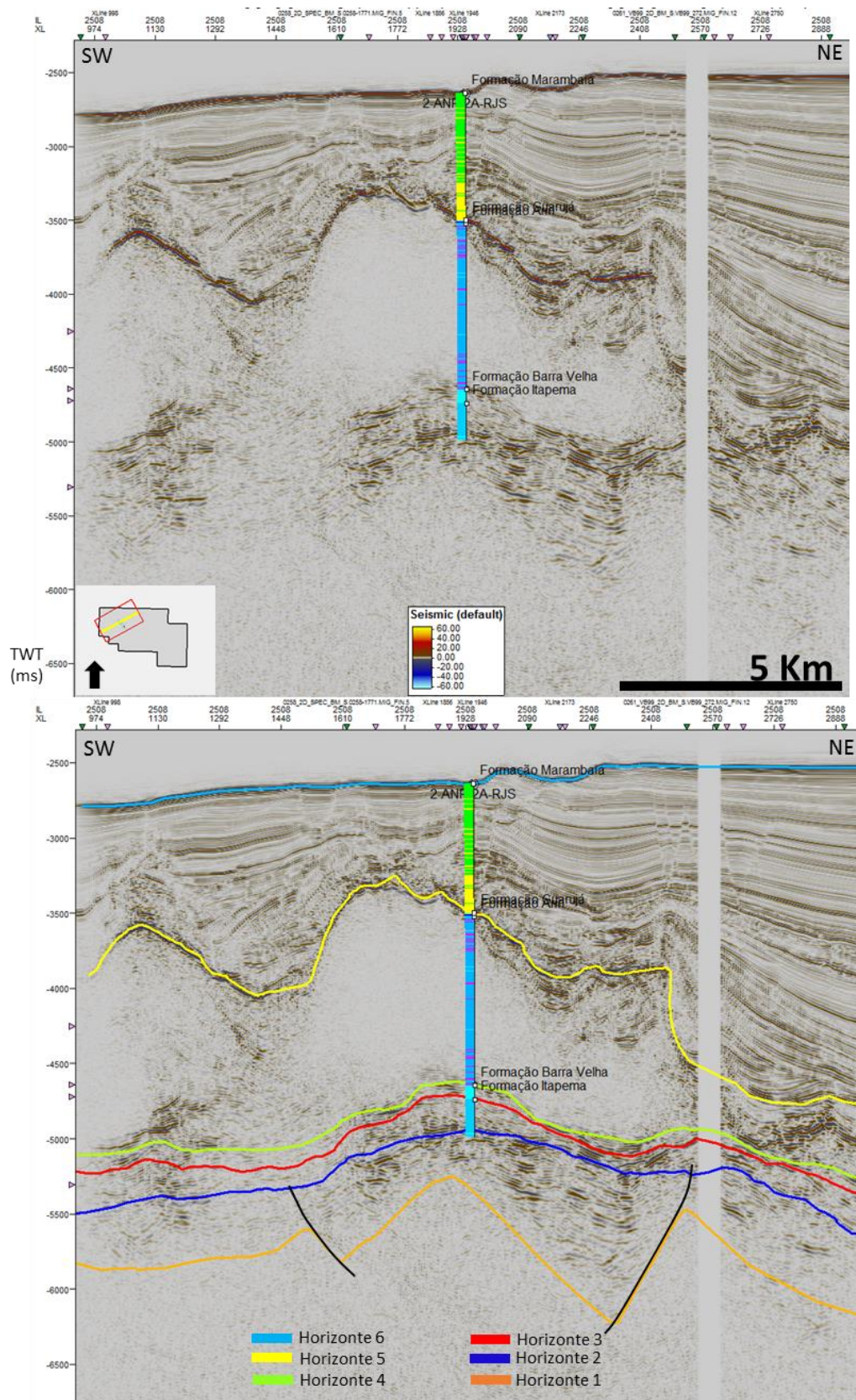
6.1.1 Horizontes Mapeados

Tabela 4 - Principais horizontes mapeados.

Siglas	Características	Interpretação
H6	Refletor de alta amplitude positiva e muito contínuo	Fundo do Mar
H5	Refletor de alta amplitude positiva e média a alta continuidade.	Topo do Sal
H4	Refletor de média a alta amplitude positiva, contínuo e muito marcado.	Base do Sal (Topo Fm. Barra Velha)
H3	Refletor de média a alta amplitude positiva, contínuo.	Topo Fm. Itapema (discordância Pré-Alagoas)
H2	Refletor de alta a média amplitude positiva, descontínuo, com intenso falhamento.	Topo Fm. Piçarras
H1	Refletor de difícil identificação devido à baixa razão sinal/ruído e baixa qualidade sísmica, sendo mapeado com auxílio de atributos sísmicos.	Topo do Embasamento Acústico

Fonte: A autora, 2018.

Figura 24 - Linha sísmica (*Inline 2508*) não interpretada e interpretada, mostrando os principais horizontes mapeados.

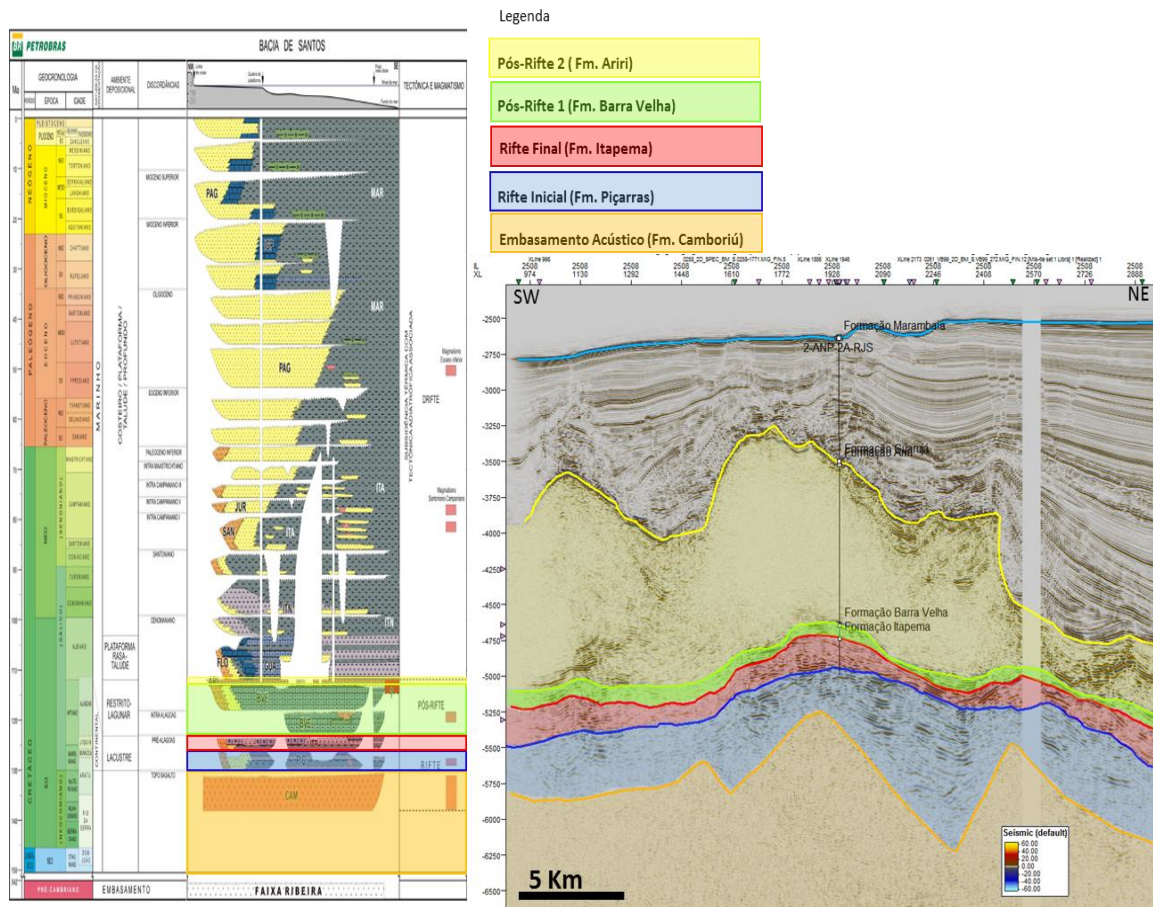


Fonte: A autora., 2018.

6.1.2 Superseqüências

A partir dos horizontes interpretados, as seqüências mapeadas foram correlacionadas com as seqüências definidas na carta estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA, et al., 2007), podendo ser observadas na figura abaixo.

Figura 25 - Seqüências interpretadas.



Legenda: Seqüências interpretadas de acordo com a carta estratigráfica estabelecida por Moreira, *et al.* (2007).
Fonte: A autora, 2018.

6.1.2.1 Supersequência Rifte

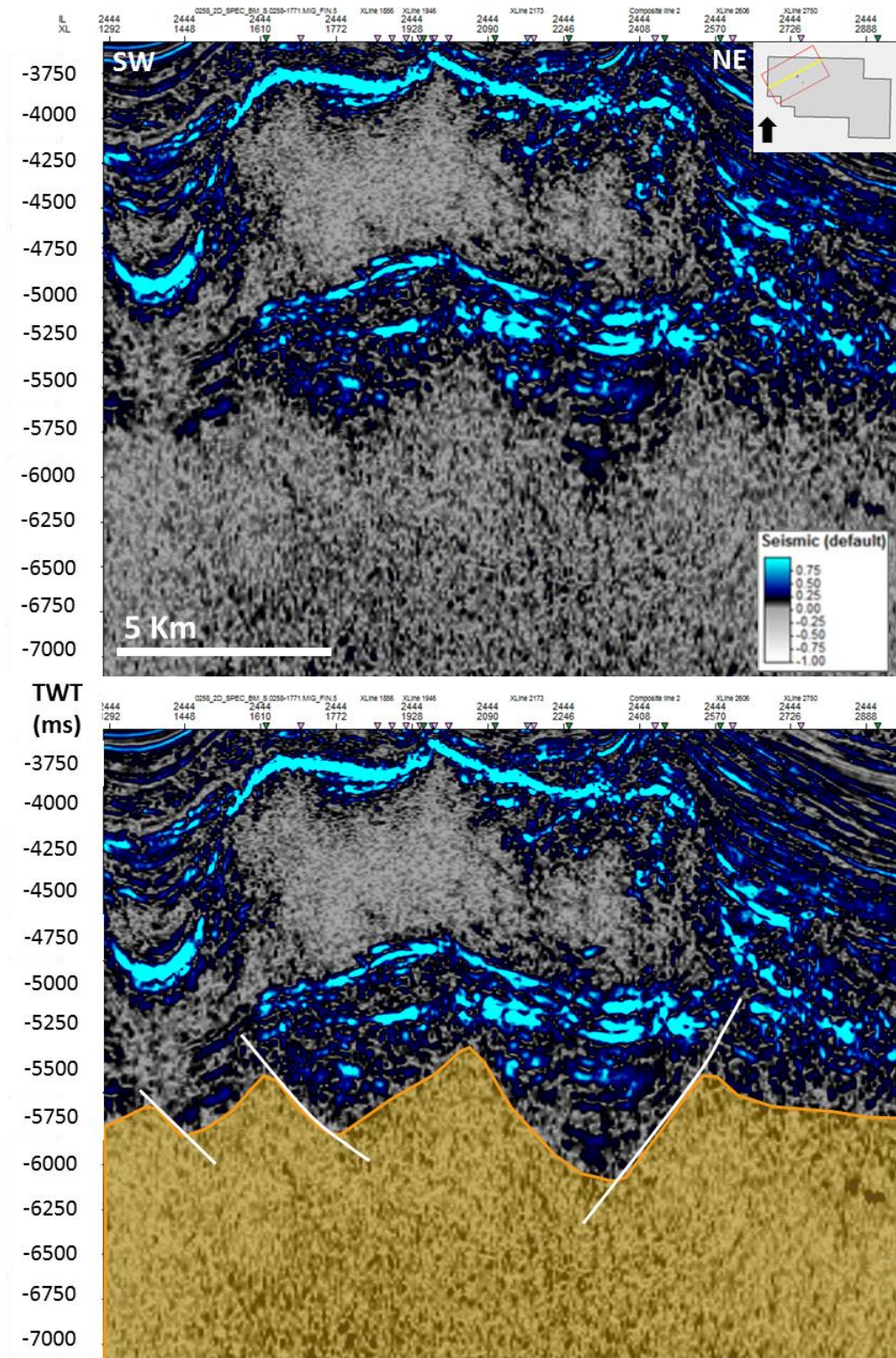
A supersequência Rifte tem seu registro sedimentar com início no Hauteriviano estendendo-se até o início do Aptiano e foi dividida por Moreira et al. (2007) em três sequências deposicionais, sendo essas descritas a seguir a partir da interpretação dos dados.

6.1.2.1.1 Sequência Embasamento Acústico

Esta sequência (Formação Camboriú) é de difícil mapeamento devido à baixa razão sinal/ruído do dado, por ter uma elevada profundidade e também pela presença de grandes camadas de sal que interferem na resolução sísmica. Sendo assim, foi definida com o auxílio do atributo *Sweetness* e delimitada pelo horizonte 1 (Figura 26).

O embasamento acústico é caracterizado por sismofácies caótica a sinal ausente e apresenta elementos estruturais como *horts* e grábens, característicos de um padrão distensivo, com falhas normais, diversas vezes rotacionadas, formando sistemas com geometria em dominó. É constituída de derrames basálticos eocretáceos (MOREIRA et al., 2007).

Figura 26 - Interpretação do embasamento acústico, através do atributo *Sweetness*.



Legenda: *Inline 2444* com o embasamento acústico (laranja) e as falhas (branco) interpretadas.

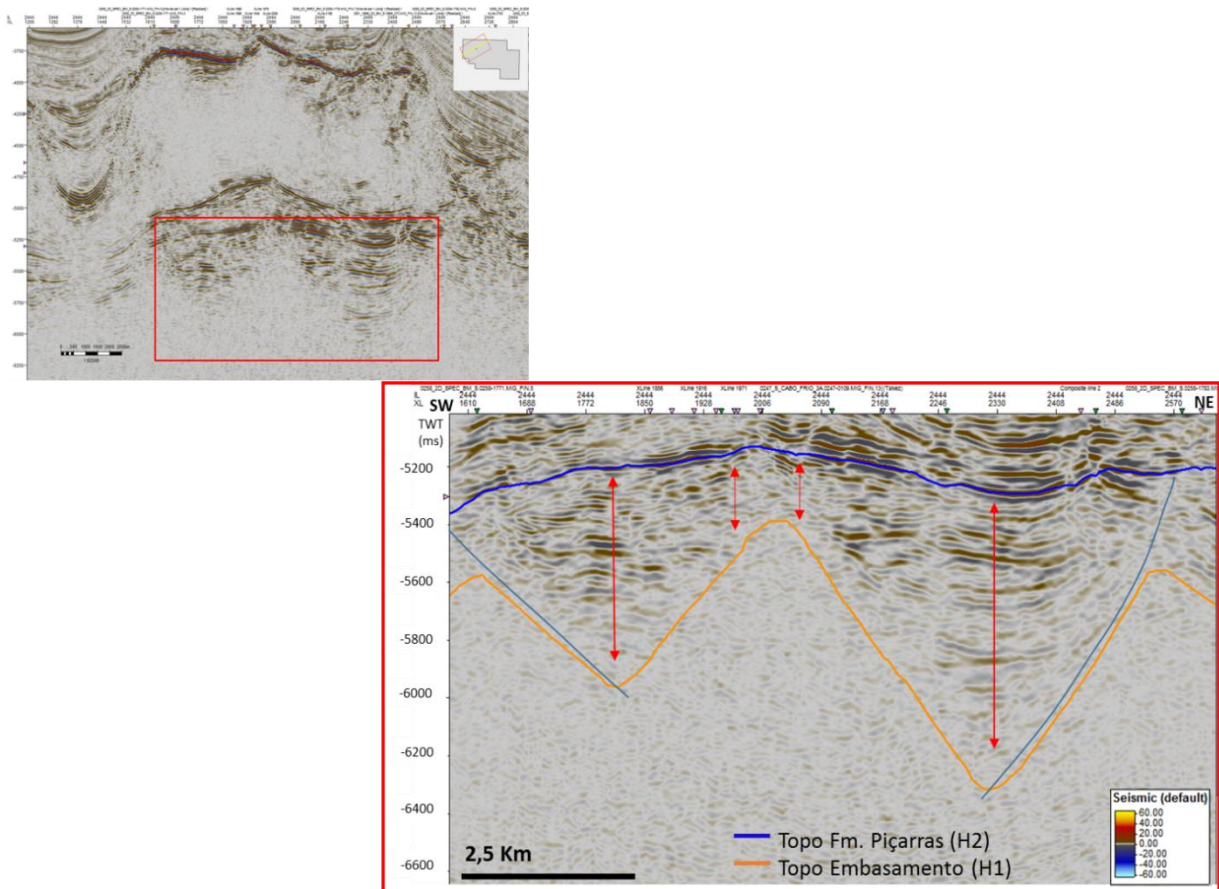
Fonte: A autora, 2018.

6.1.2.1.2 Sequência Rifte Inicial

A sequência do início do rifte (Formação Piçarras) está delimitada na base pelo horizonte 1 que corresponde ao topo do embasamento acústico (Formação Camboriú) – e no topo pelo horizonte 2, equivalente ao topo da Formação Piçarras (MOREIRA et al., 2007).

Esta seção está caracterizada por sismofácies de cunha, com refletores divergentes (Figura 27) e espessamento das camadas sin-tectônicas em direção às falhas ativas do rifte, sendo possível observar uma variação da espessura de 800 ms de magnitude. Esta sequência apresenta-se intensamente falhada, com falhas sintéticas e também algumas antitéticas, sendo notória a alta atividade tectônica no período. É composta arenitos, siltitos e folhelhos (MOREIRA et al., 2007).

Figura 27 - Linha sísmica (*Inline 2444*) mostrando a geometria em cunha.



Legenda: Setas em vermelho indicando o espessamento da camada em direção às falhas principais.

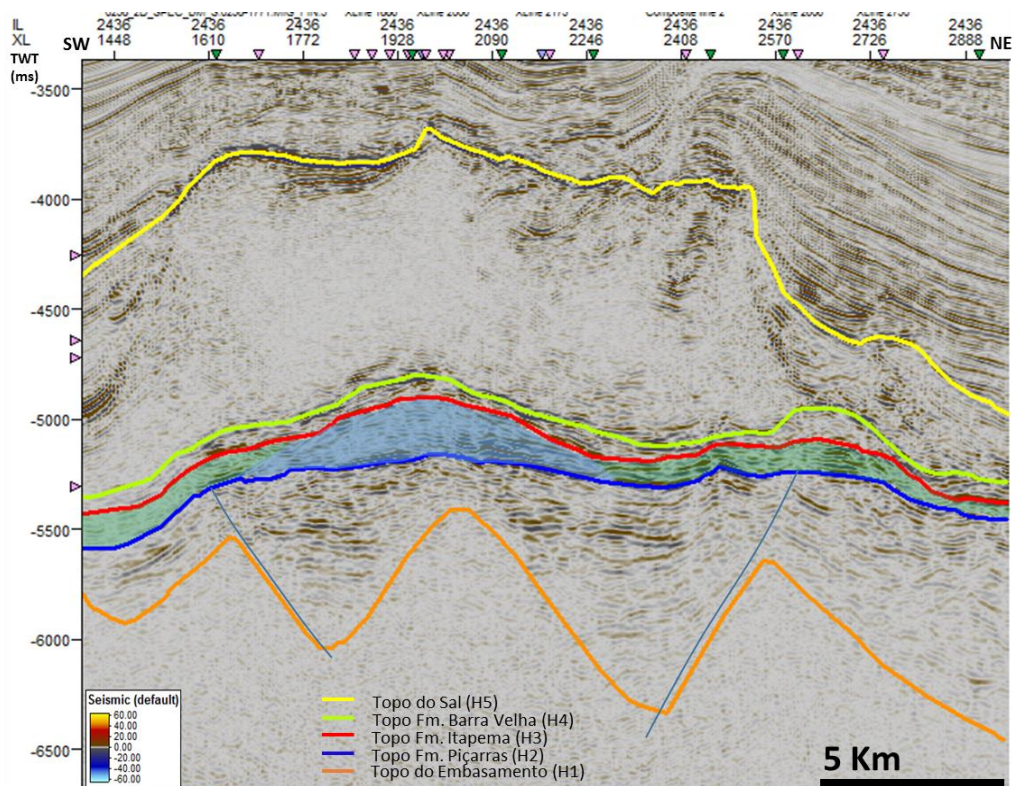
Fonte: A autora, 2018.

6.1.2.1.3 Sequência Rifte Final

Este intervalo (Formação Itapema) é delimitado pelo horizonte 2, correspondente ao topo da Formação Piçarras e pelo horizonte 3, equivalente a discordância Pré-Alagoas (topo da Formação Itapema). Apresenta nos altos estruturais sismofácies caóticas a progradantes, com refletores descontínuos e geometria de *mounds*, sendo constatada a presença de coquinas. Já na parte mais baixa a sismofácies característica é representada por refletores contínuos de média amplitude, com configuração plano paralela a subparalela, sendo composta por folhelhos e margas.

Ainda nesta unidade é possível observar a presença de falhas, indicando ainda existir atividade tectônica no período. Para o mapeamento desta sequência foi utilizado o atributo de Amplitude Original do traço, que apresentou uma ótima resposta, possibilitando a interpretação da sequência (Figura 28).

Figura 28 - Interpretação da *Inline* 2436, com as principais sismofácies da sequência.



Legenda: A área demarcada de azul representa a geometria em *mound* dos carbonatos (altos estruturais) e a área em verde uma configuração plano paralela a subparalela, indicando os folhelhos (baixos estruturais).

Fonte: A autora, 2018.

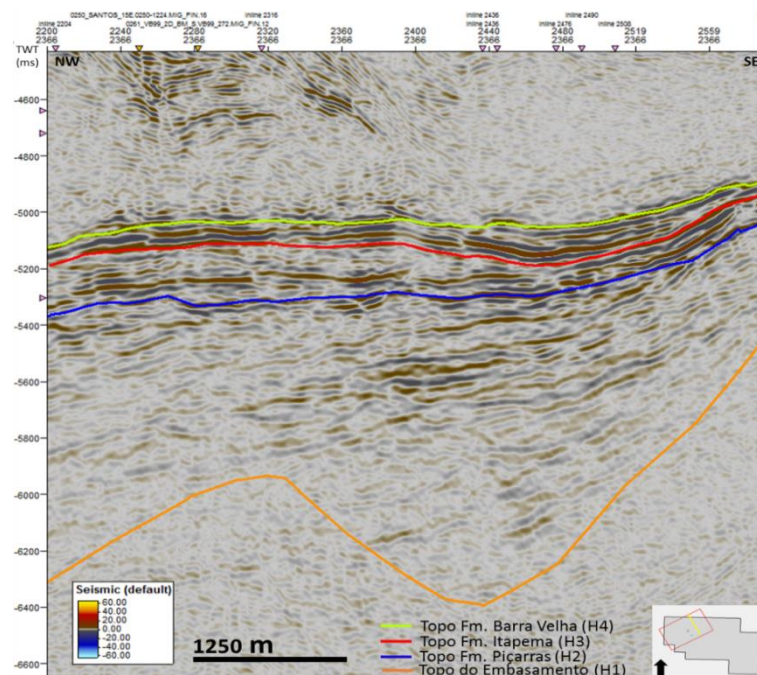
6.1.2.2 Supersequência Pós-Rifte

A supersequência Pós-Rifte possui registro sedimentar iniciando no Eoaptiano estendendo-se até o Neoaptiano e foi dividida por Moreira et al. (2007) em duas sequências deposicionais, sendo essas descritas a seguir.

6.1.2.2.1 Sequência Pós-Rifte 1

O primeiro depósito Pós-Rifte (Formação Barra Velha) é caracterizado por sismofácies subparalela, com refletores de média a alta amplitude positiva, marcado pelo horizonte 3 referente à discordância Pré-Alagoas e pelo horizonte 4, equivalente ao topo da Fm. Barra Velha (Figura 29). Nesta seção é possível identificar geometria de fácies carbonáticas, como os *mounds*. Na literatura esta sequência é dividida em duas porções pela discordância Intra-Alagoas, porém com o dado disponível para a realização do trabalho, não foi possível o mapeamento desta devido à pouca resolução, sendo possível somente o mapeamento da discordância Pré-Alagoas.

Figura 29 - *Crossline 2306* interpretada, mostrando a sequência Pós-Rifte 1.

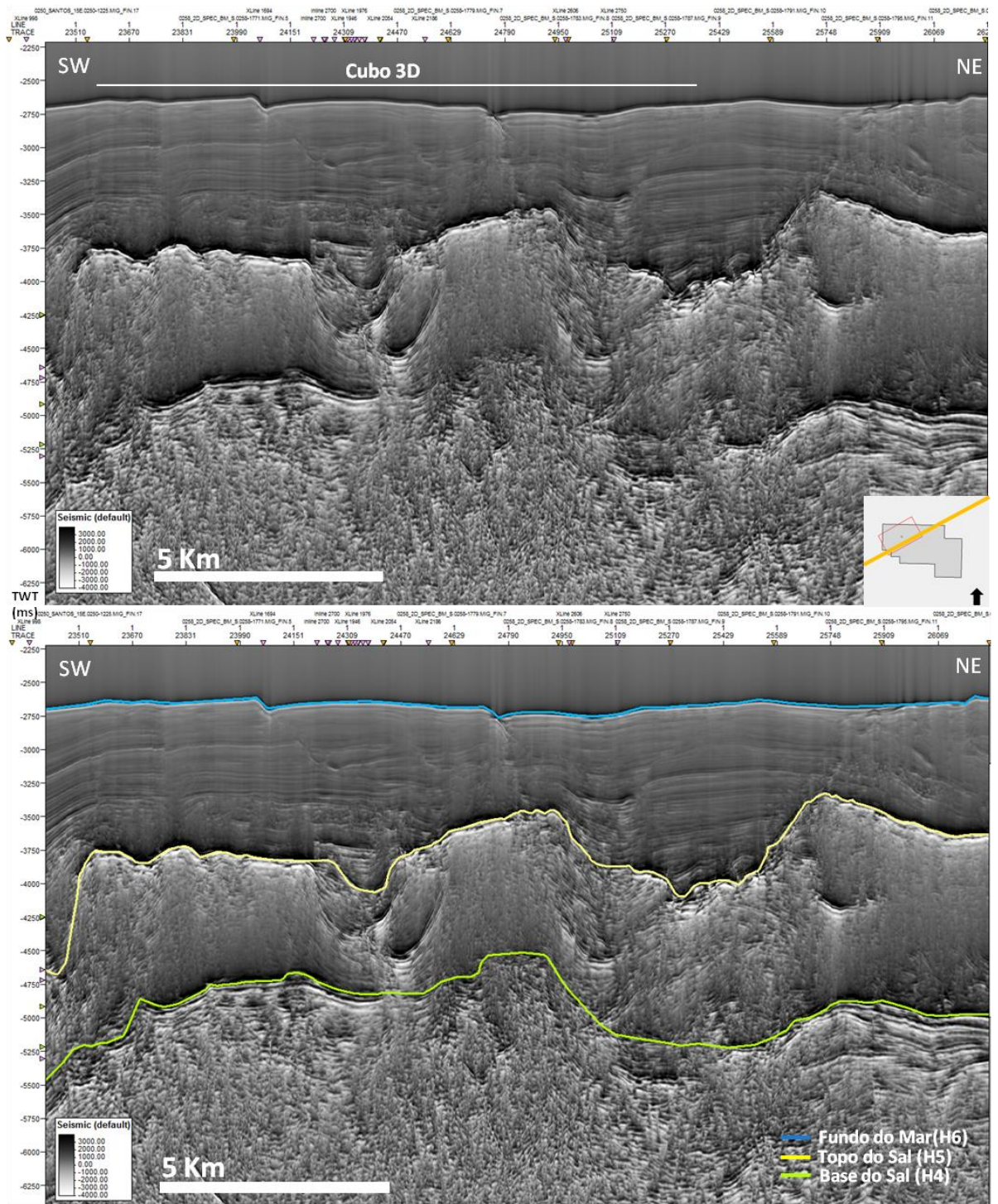


Legenda: Sequência Pós-Rifte 1, delimitada pelos horizontes H3 e H4.
Fonte: A autora, 2018.

6.1.2.2.2 Sequência Pós-Rifte 2

Delimitada pelos horizontes 4, que corresponde ao topo da Fm. Barra Velha, e pelo horizonte 5 equivalente ao topo da Fm. Ariri, esta sequência (Formação Ariri) apresenta sismofácies transparente, indicando um sal maciço, composto de halita, anidrita, carnalita e silvita (MOREIRA et al., 2007). Porém em algumas regiões é possível visualizar uma intercalação de refletores paralelos com alta amplitude positiva, indicando um sal estratificado, resultado das variações nos contrastes de impedância acústica ocasionadas pelas diferentes fases de deposição evaporíticas. Para o mapeamento desta sequência foi utilizado o atributo TecVa que destacou bem o topo e base do sal e também possibilitou identificar algumas geometrias, como as muralhas presentes na região (Figura 30).

Figura 30 - Linha sísmica 2D não interpretada e interpretada, com a utilização do atributo TecVA.



Legenda: Linha sísmica 2D com os horizontes da base do sal, topo do sal e fundo do mar interpretados.

Fonte: A autora, 2018.

6.2 Caracterização dos Reservatórios

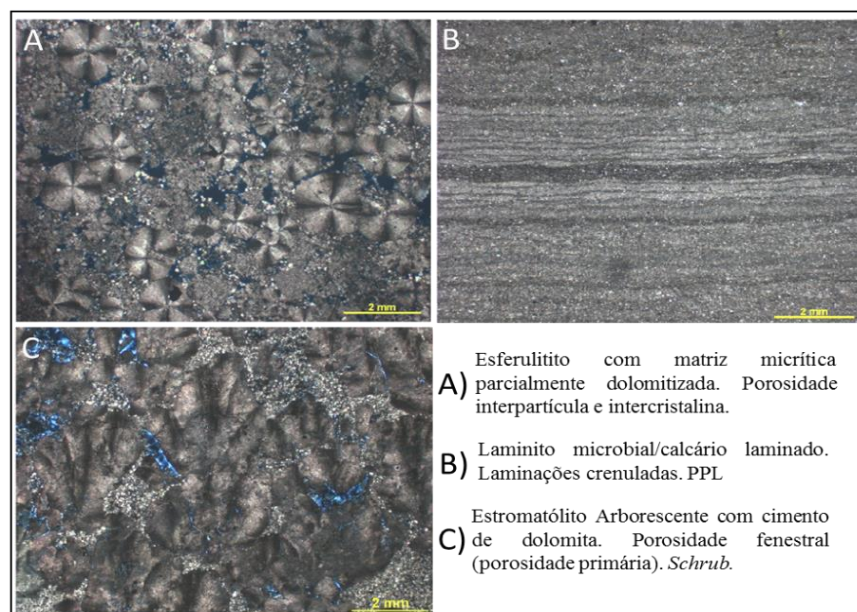
Neste estudo, procurou-se obter, com os dados disponíveis, o maior número possível de características que pudessem definir os reservatórios da seção pré-sal da porção noroeste do bloco de Libra.

Para a definição dos intervalos dos reservatórios foram utilizados dados de poços, descrições de amostras de calha e feições sísmicas características. Os reservatórios presentes na área estudada fazem parte da Formação Barra Velha (Sequência Pós-Rifte 1) e da Formação Itapema (Sequência Rifte Final) que compõem o arcabouço estratigráfico da Bacia de Santos, definida por Moreira et al. (2007).

6.2.1 Reservatório da Formação Barra Velha

Descritos como carbonatos, os reservatórios da formação são compostos por calcários cristalinos, laminitos microbiais, esferulititos e estromatólitos, classificados de acordo com Terra et al. (2010). Estas rochas apresentam diferentes tipos de porosidade e as principais feições observadas podem ser identificadas nas fotomicrografias abaixo (Figura 31).

Figura 31 - Tipos de calcários encontrados na Fm. Barra Velha.

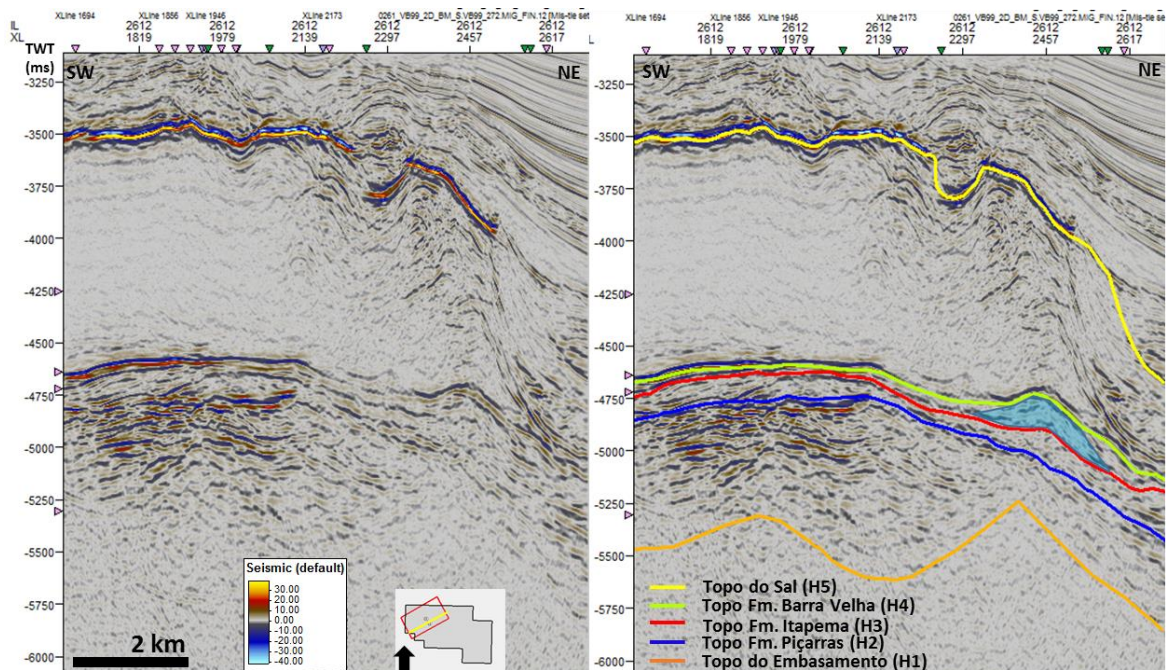


Legenda: Esferulititos, laminitos e estromatólitos da formação Barra Velha.
Fonte: Pasta do poço.

Estes reservatórios carbonáticos apresentam sismofácies definidas por refletores que variam de plano paralelos a subparalelos e média a alta continuidade, podendo ser constatada nos altos estruturais. Essa sismofácies apresenta em algumas regiões, uma geometria característica como os *mounds* (Figura 32).

Para o mapeamento dessas rochas carbonáticas foram utilizados atributos sísmicos, nos quais as melhores respostas foram obtidas nos atributos de amplitude original e de impedância acústica relativa.

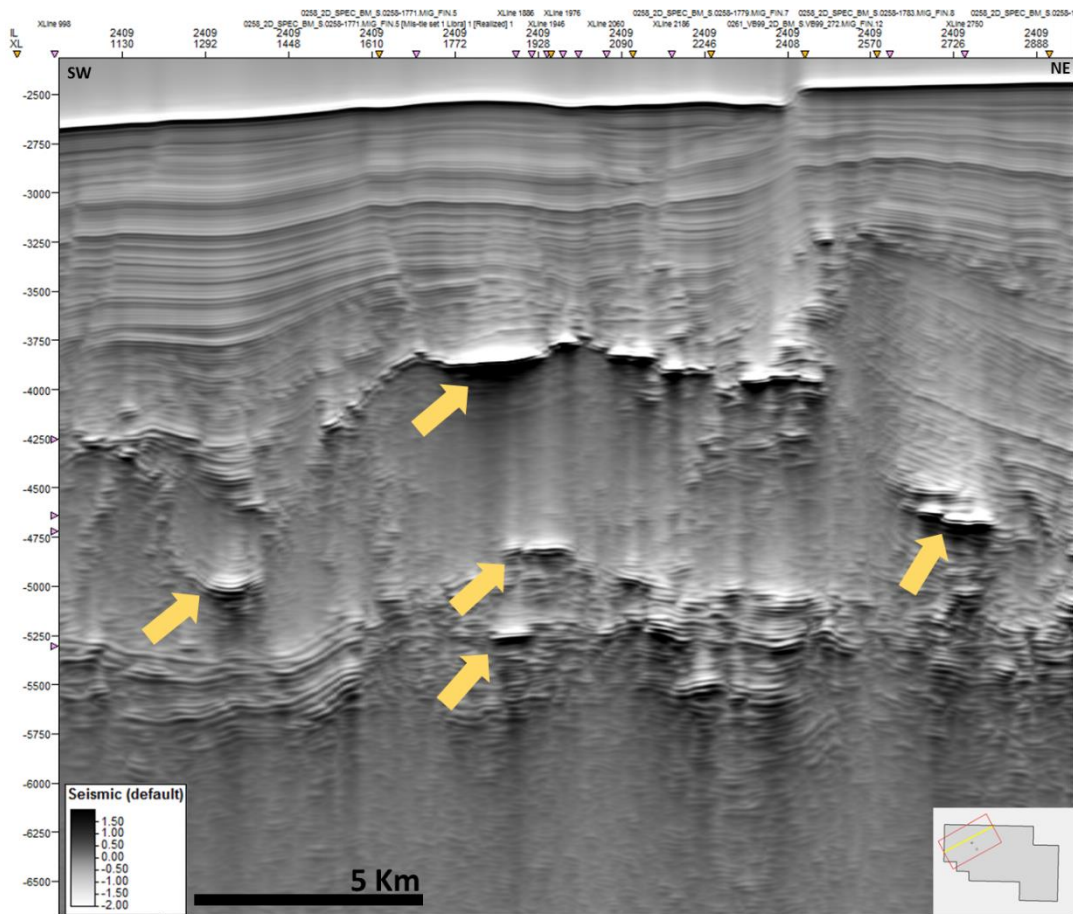
Figura 32 - *Inline* 2612, utilizando o atributo de impedância acústica relativa.



Legenda: Destacado em azul a geometria em *mound* característica dos reservatórios carbonáticos.
Fonte: A autora, 2018.

Ainda nesse reservatório é constatada a presença possíveis de rochas ígneas como o diabásio, identificadas com o auxílio do atributo TecVa e descritas no perfil composto do poço 3-BRSA-1255-RJS, as quais comprometem sua existência e qualidade. As intrusões ígneas (Figura 33) possuem geometrias planares (PLANKE, et al., 2005) e se apresentam como soleiras.

Figura 33 - *Inline* 2409, com o atributo TecVa, mostrando intrusões ígneas.



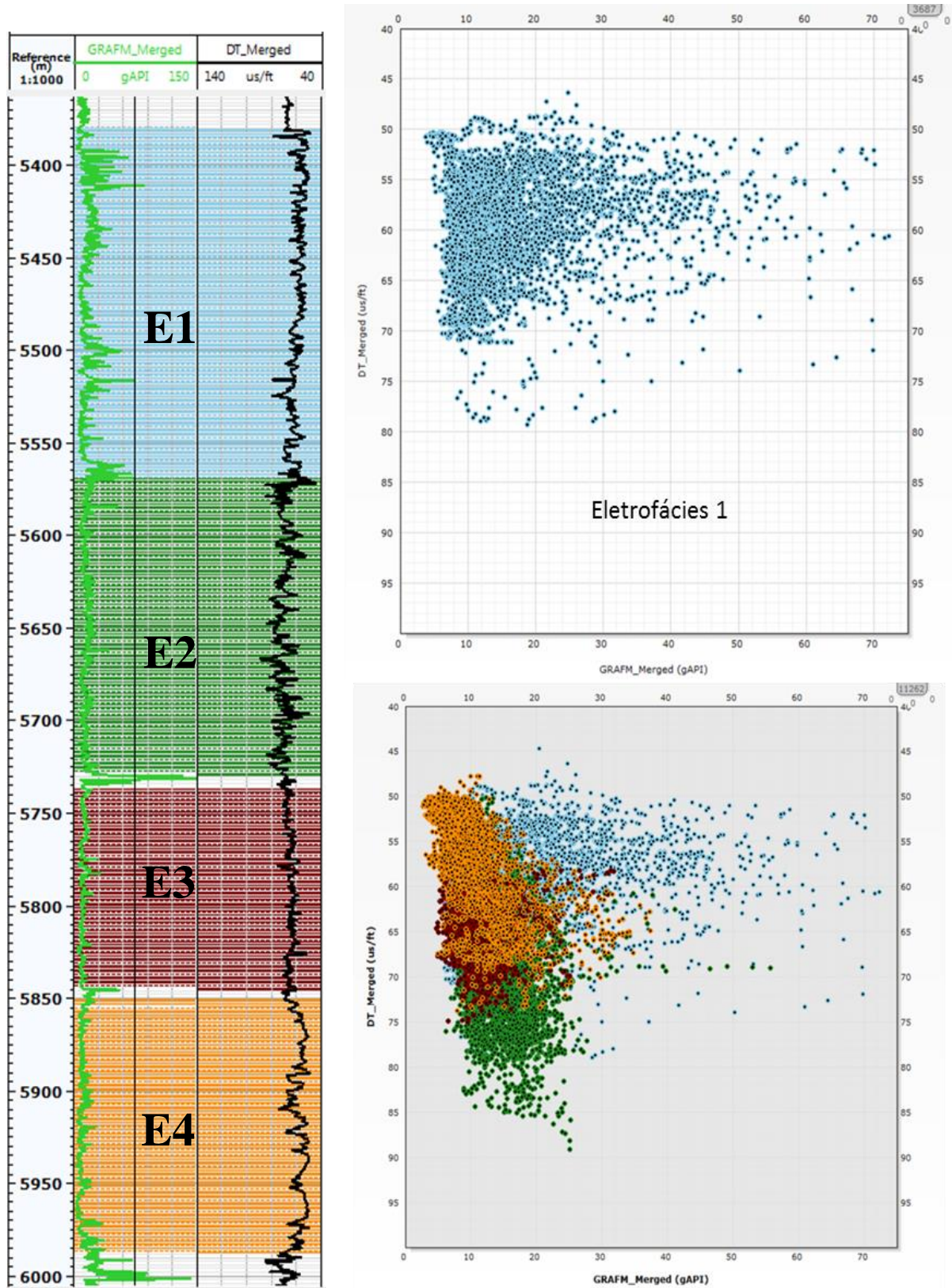
Legenda: Setas amarelas indicando intrusões ígneas que ocorrem na área do Bloco de Libra.

Fonte: A autora, 2018.

Também para este reservatório, com dados de perfis do poço 2-ANP-2A-RJS, foi possível a identificação de uma eletrofácies característica definida como eletrofácies 1.

O reservatório definido pela eletrofácies 1 (intervalo azul) representa as rochas carbonáticas da Formação Barra Velha e possui um padrão de perfil de raios gama muito serrilhado, podendo estar associado à presença de laminitos em algumas porções do intervalo, conforme descrição de amostra de calha e fotomicrografias. Outro padrão desta eletrofácies é destacado no perfil sônico que apresenta valores no intervalo de 50 a 70 us/ft (Figura 34).

Figura 34 - Diagramas de dispersão dos perfis raios gama *versus* sônico no intervalo do reservatório.

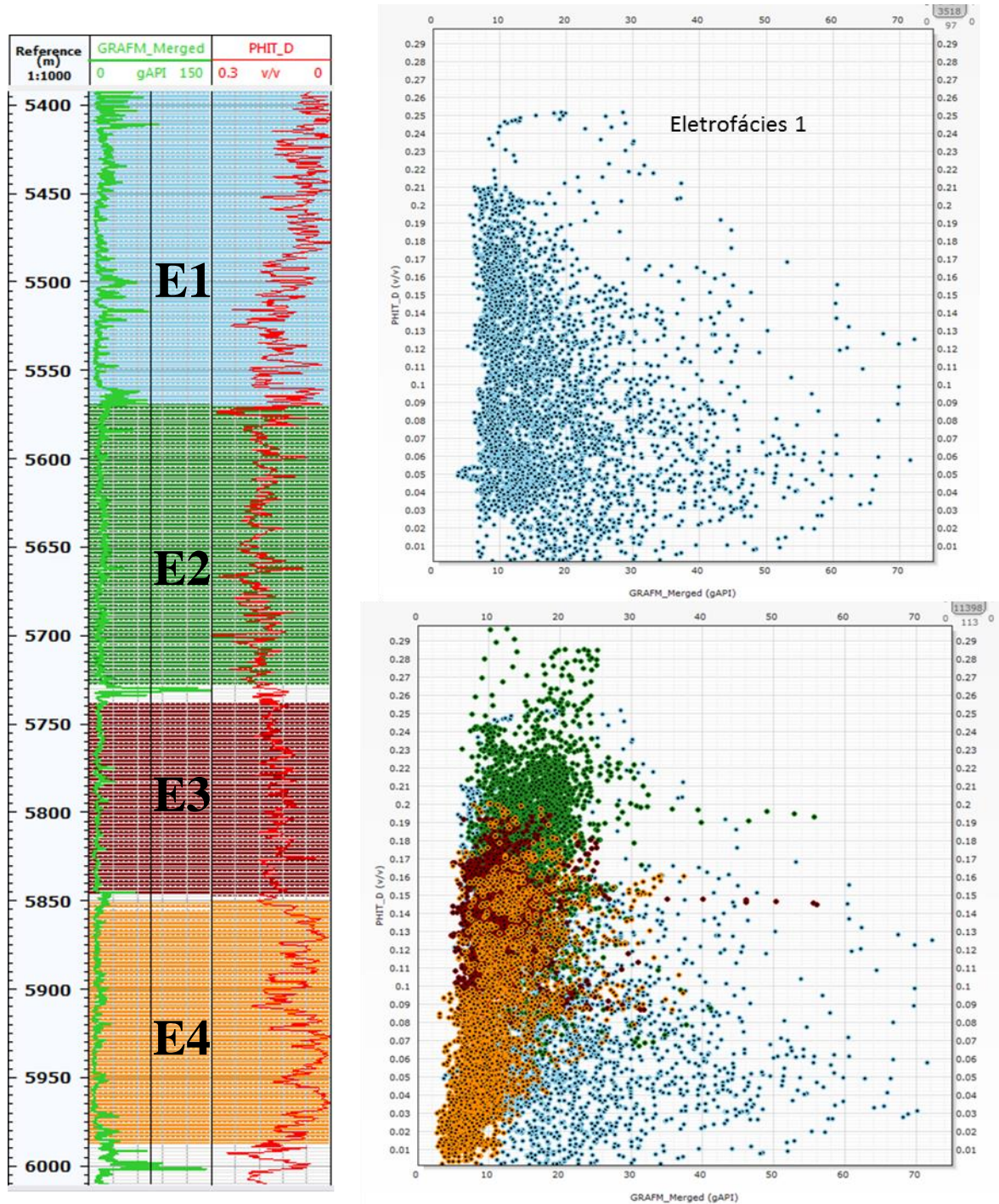


Legenda: Diagramas de dispersão gerados para identificação da eletrofácies 1 (azul) no intervalo do reservatório da Fm. Barra Velha através do poço 2-ANP-2A-RJS.

Fonte: A autora, 2018.

Também foi usado, para a definição da eletrofácies, o perfil de porosidade total (densidade) que apresentou valores variando em um intervalo de 0 a 21 %, como pode ser observado no diagrama de dispersão (Figura 35).

Figura 35 - Diagramas de dispersão dos perfis raios gama *versus* porosidade no intervalo do reservatório.



Legenda: Diagramas de dispersão gerados para identificação da eletrofácies 1 (azul) no intervalo do reservatório da Fm. Barra Velha através do poço 2-ANP-2A-RJS.

Fonte: A autora, 2018.

Outro estudo feito neste reservatório foi a realização de cálculos petrofísicos nos poços 2-ANP-2A-RJS e 3-BRSA-1255-RJS, com o objetivo de obter valores de porosidade total, saturação de água, saturação de óleo e *net pay*. Os intervalos de interesse (Tabela 05) foram definidos a partir de informações contidas na pasta poço e na literatura.

Tabela 05 - Intervalo de interesse para cada poço.

Poço	Intervalo de Interesse	
	Topo (m)	Base (m)
2-ANP-2A-RJS	5390	5570
3-BRSA-1255-RJS	5196	5307

Legenda: Intervalos de interesse definidos a partir de dados de perfil composto, da pasta poço e da literatura.

Fonte: A autora, 2018.

Com os dados disponíveis para o trabalho foram calculados valores de porosidade através dos perfis de densidade dos poços e valores de saturação de água de formação a partir da equação de Archie e perfis de resistividade profunda.

Efetuados os cálculos, a Tabela 06 mostra os resultados de porosidade, saturação de água e saturação de óleo, obtidos nos poços no intervalo desejado.

Tabela 06 - Resultados obtidos de porosidade, saturação de água e de óleo para os calcários da Fm. Barra Velha.

Poço	Zona	Variável	Mínimo	Média	Máximo
2-ANP-2A-RJS	Calcários	PHIT_D	6%	12%	19%
2-ANP-2A-RJS	Calcários	SW_AR	1.5%	4.9%	40%
2-ANP-2A-RJS	Calcários	S_OL	60%	95.1%	98.5%
3-BRSA-1255-RJS	Calcários	PHIT_D	6%	14%	18%
3-BRSA-1255-RJS	Calcários	SW_AR	2.2%	6.9%	40%
3-BRSA-1255-RJS	Calcários	S_OL	60%	93.1%	97.8%

Legenda: PHIT_D = Porosidade, SW_AR = saturação de água de formação e S_OL = saturação de óleo.

Fonte: A autora, 2018.

Para a obtenção dos valores de *net pay*, considerou-se regiões onde a porosidade dos calcários encontrava-se acima de 6% e com saturação de água de formação (S_w) de até 40%.

Os resultados obtidos estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 7 - Resultados de *net pay* obtidos após os cálculos.

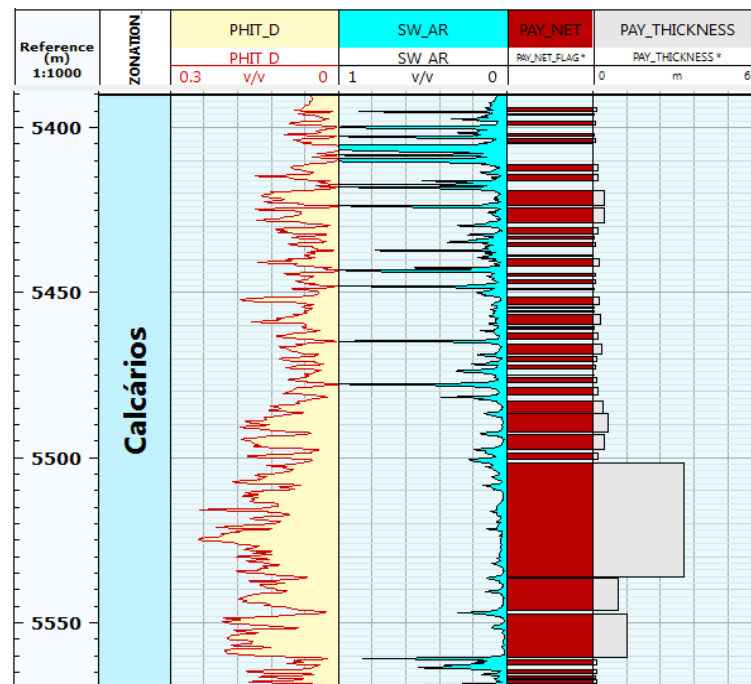
Poço	Zona	Unidade	Gross	Net	Net- to-Gross
2-ANP-2A-RJS	Calcários	m	180	122	68%
3-BRSA-1255-RJS	Calcários	m	111	39	35%

Legenda: Valores obtidos para *Gross*, *Net* e razão *Net-to-Gross*.

Fonte: A autora, 2018.

Analisando os resultados obtidos pode-se notar que o valor de *net pay* para o poço 3-BRSA-1255-RJS é muito baixo, isto se deve ao fato do intervalo analisado apresentar uma intrusão ígnea de diabásio. Por fim as Figuras 36 e 37 representam o *layout* de todos os resultados gerados na análise do intervalo para cada poço.

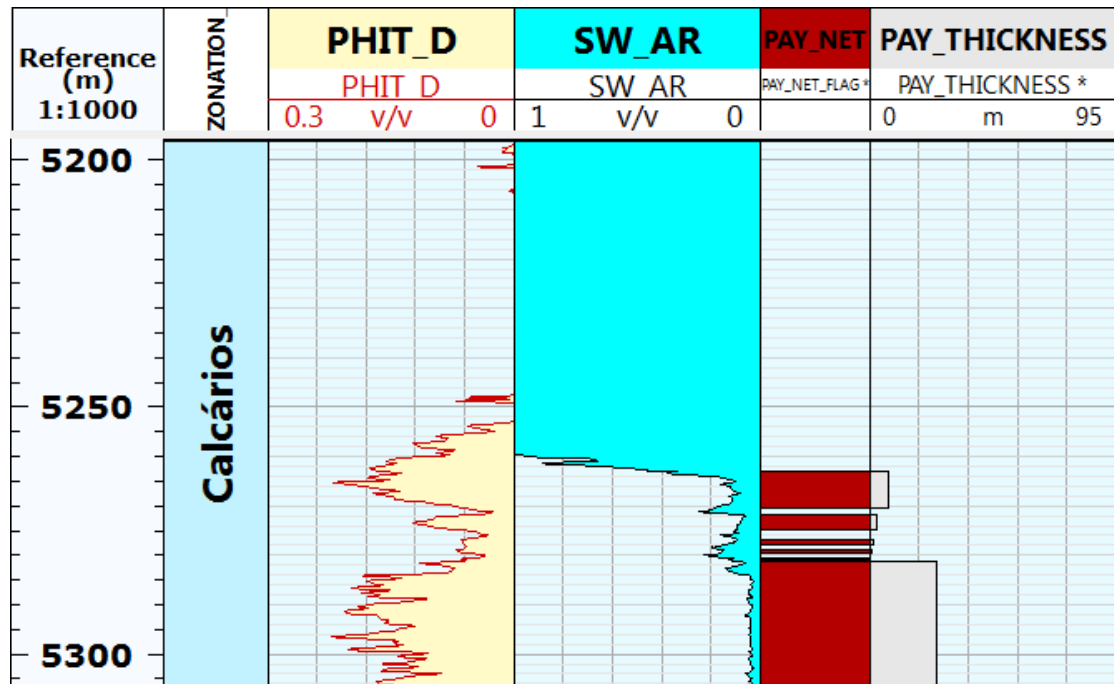
Figura 36 - *Layout* dos resultados obtidos para o poço 2-ANP-2A-RJS.



Legenda: PHIT_D = Porosidade total, SW_AR = saturação de água de formação e PAY_NET = zonas de *net pay*.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 37 - *Layout* dos resultados obtidos para o poço 3-BRSA-1255-RJS.



Legenda: PHIT_D = Porosidade total, SW_AR = saturação de água de formação e PAY_NET = zonas de *net pay*.

Fonte: A autora, 2018.

Com os resultados obtidos, observa-se que as rochas carbonáticas da Formação Barra Velha apresentam porosidades elevadas em alguns pontos, porém em determinadas porções sua porosidade é mínima, sendo a média 13%, valor este que se aproxima de valores de porosidade de 10 a 14%, publicados por Carlotto et al. (2017), para o reservatório da mesma formação.

Os resultados de *Net-to-Gross* encontrados nos poços tem uma variação muito grande devido ao fato de um poço apresentar uma intrusão ígnea de diabásio de 45 m, entre as profundidades de 5205m a 5250m, e o outro não.