

Leonardo Moreira Silva Pessanha

**CARACTERIZAÇÃO DE FÁCIES TEXTURAIS POR PERFIS DE
IMAGEM E DETERMINAÇÃO DE ELETROFÁCIES PARA
CARBONATOS DA FORMAÇÃO BARRA VELHA, EM UM POÇO
DA BACIA DE SANTOS**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

Leonardo Moreira Silva Pessanha

Caracterização de fácies texturais por perfis de imagem e determinação de eletrofácies para carbonatos da Formação Barra Velha, em um poço da Bacia de Santos

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:
Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Coorientadores:
Bruno Menchio Faria
Carolina da Silva Ribeiro

Rio de Janeiro
Março de 2022

Leonardo Moreira Silva Pessanha

Caracterização de fácies texturais por perfis de imagem e determinação de eletrofácies para carbonatos da Formação Barra Velha, em um poço da Bacia de Santos/

Leonardo Moreira Silva Pessanha - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGEO, 2022.

xvi, 123 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2022.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida.

Coorientadores: Bruno Menchio Faria e Carolina da Silva Ribeiro

1. Geologia. 2. Setor da Graduação – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. **Caracterização de fácies texturais por perfis de imagem integrando e determinação de eletrofácies para carbonatos da Formação Barra Velha, em um poço da Bacia de Santos**

Leonardo Moreira Silva Pessanha

Caracterização de fácies texturais por perfis de imagem e determinação de eletrofácies para carbonatos da Formação Barra Velha, em um poço da Bacia de Santos

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:
Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Coorientadores:
Bruno Menchio Faria
Carolina da Silva Ribeiro

Aprovada em: dia **24 de março de 2022**

Por:

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

Prof. Fábio Perosi (UFRJ)

Geól. Igor Nascimento (Lagesed)

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

Dedicatória

Esta dedicatória é para lembrar de todas as pessoas que me incentivaram sempre a buscar por conhecimento e ir atrás dos meus sonhos. Aos meus familiares que sem sombra de dúvidas foram meu porto seguro e minha base em momentos difíceis como os que passamos durante esses anos finais de curso, sempre dispostos a me ajudar da melhor maneira possível em qualquer adversidade que pudesse encontrar.

Agradeço aos meus pais, Luís e Ilka, pois foram eles os meus maiores incentivadores a sempre correr atrás do que me fizesse feliz. Aos meus amigos de laboratório, Caio Bittencourt, Nathalie Diaz, Marina A. Silva, Marcos Nunes, Mariana Meirelles, Rebecca Reis, Julia Oliveira e em especial ao Josias Lourenço, pelas trocas de ideias, aprendizado em conjunto e companheirismo em diversas situações nos trabalhos desenvolvidos.

Agradecimentos

Dedico este trabalho a todas as pessoas que estiveram envolvidas na minha caminhada acadêmica até esse momento. Em especial aos meus orientadores acadêmicos, Leonardo Borghi, Carolina Ribeiro, Gilberto Raitz e ao meu orientador técnico Bruno Menchio, pelos ensinamentos, discussões e incentivos. Em especial ao geólogo Bruno Valle, pela paciência em me ensinar e explicar a como ser um profissional de qualidade e como agir em diversas situações desafiadoras, a geóloga “Carol” por sempre se mostrar disponível em me guiar durante o desenvolvimento do trabalho, tanto na parte prática quanto a parte aqui escrita e ao geólogo Bruno Menchio pelos ensinamentos de petrofísica acerca dos perfis de imagem, ao norte dado ao uso da melhor forma possível desse tipo de perfil para a elaboração do trabalho e ao incentivo em demonstrar um resultado que seja aplicável ao universo geológico e petrofísico

Ao Lagesed e ao Projeto Pré-Sal pela oportunidade em fazer parte de um ambiente de ciência inigualável e de desenvolvimento profissional e pessoal, em especial as atuais coordenadoras do projeto, Michele Arena e Júlia Favoreto, por sempre somarem com ideias e informações que pudessem contribuir para o melhor uso das informações que aqui foram expostas e por sempre me confortar com carinho e gentileza, principalmente nessa fase final de curso.

Meus mais sinceros agradecimentos a todos aqui citados, pois sem vocês nada disso teria sido possível!

“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou
sobre aquilo que todo mundo vê.”

- *Arthur Schopenhauer*

Resumo

PESSANHA, Leonardo Moreira Silva. **Caracterização de fácies texturais por perfis de imagem e determinação de eletrofácies para carbonatos da Formação Barra Velha, em um poço da Bacia de Santos.** 2022. xvi, 123 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O Pré-sal da Bacia de Santos é atualmente um dos *plays* petrolíferos mais complexos e heterogêneos do mundo. Essas grandes reservas de hidrocarbonetos ganharam notoriedade a partir do final de 2007 e sua caracterização tem se mostrado bastante desafiadora, tanto para a academia quanto para a indústria. Em razão disso, as ferramentas geofísicas de perfilagem tem cada vez mais se atualizado para fornecer informações mais completas sobre as formações que representam a seção reservatório dessa bacia, como é o caso das formações Itapema e Barra Velha. Diante desse desafio, este trabalho apresentou uma tentativa de melhor caracterizar o empilhamento litofaciológico da Formação Barra Velha, aliando análises em ferramentas de perfilagem especial, sendo elas: perfil de ressonância magnética (RMN), espectroscopia de captura elementar (ECS) e, principalmente, perfis de imagem (BHI), com fotografias e dados de descrição de testemunho. O objetivo foi definir fácies texturais a partir da análise de perfis de imagem, aliando essa informação a elaboração de eletrofácies de RMN e ECS aos demais dados fornecidos. Como resultado, foram identificados 3 grandes subgrupos de fácies texturais, que apresentaram porosidades muito similares e de boa qualidade, o subgrupo das fácies texturais dômicas, com destaque para a fácies textural dômico pontiagudo, o subgrupo das fácies texturais laminadas com destaque para a fácies textural laminado grumoso e o subgrupo das fácies texturais complexas. Vale ressaltar que efeitos diagenéticos de compactação, cimentação por dolomita e silicificação possam ter sido os principais fatores reguladores de incrementos ou redução de porosidade. Por fim, a integração de todos esses elementos permitiu uma análise dos tipos de texturas quanto a melhor qualidade em termos de porosidade.

Palavras-chave: Fácies texturais, Perfil de imagem, Eletrofácies, Formação Barra Velha.

Abstract

PESSANHA, Leonardo Moreira Silva. **Characterization of textural facies by borehole image logs and determination of electrofacies for carbonates from the Barra Velha Formation, in a well on the Santos Basin.** 2022. xvi, 123 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The Santos Basin Pre-Salt is currently one of the most complex and heterogeneous oil plays in the world. These large hydrocarbon accumulations gained notoriety since the end of 2007. Its characterization has proved to be quite challenging for both academia and industry. As a result, geophysical logging tools have been increasingly receiving updates to provide a better understanding about the formations that represent the reservoir section of that Basin, as is the case of the Itapema and Barra Velha formations. Faced with this challenge, this work presents an attempt to better characterize the lithofaciological stacking of the Barra Velha Formation, combining analyzes with special logging tools, namely: nuclear magnetic resonance (NMR), elemental capture spectroscopy (ECS) and primarily borehole image logs (BHI), with photographs and core description data. The objective was to define textural facies from the unique and exclusive analysis of borehole image log, combining this information with the elaboration of NMR and ECS electrofacies with the other data provided. As a result, 3 main subgroups of textural facies were identified, which presented very similar, good quality porosities. The subgroup of the dome-alike textural facies, with emphasis on the pointed domical textural facies and the laminated textural facies, with emphasis on the lumpy laminated textural facies. It is worth mentioning that diagenetic effects of compaction, dolomite cementation and silicification may have been the main regulating factors of porosity increments or reduction. Finally, the integration of all these elements allowed a better evaluation of textures types related to the best quality porosity.

Keywords: Textural facies, Borehole image logs, Electrofacies, Barra Velha Formation.

Lista de Figuras

Figura 1 - a) mapa de localização da Bacia de Santos na costa leste brasileira; b) mapa de localização dos campos de produção e blocos exploratórios no polígono do Pré-sal (linha azul) da Bacia de Santos e a localização do campo de Sapinhoá (retângulo vermelho); c) posição do poço em estudo dentro do campo de Sapinhoá. (Fonte: ANP, 2021).....	21
Figura 2 – Diagrama cronoestratigráfico da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).	22
Figura 3 – Modelo de rifteamento esquemático para a abertura do oceano Atlântico Sul e criação das bacias de sal. A) Representa os primeiros falhamentos e estiramento crustal pré-rifte, sedimentos eólicos. B) Fase rifte – Início do rifteamento e magmatismo, folhelhos de ambiente lacustre, ricos em matéria orgânica, coquinas, conglomerados e rochas vulcânicas. C) Fase transicional, carbonatos microbiais seguidos por evaporitos. D) Início da fase drifte, sedimentação de plataformas carbonáticas no pós-sal. E) Fase drifte tardia (presente) sedimentação de turbiditos. (Boyd et al., 2015).....	24
Figura 4 – Representação gráfica dos planos mergulhantes que são capturados através da leitura feita pelos eletrodos posicionados nos patins da ferramenta de imagem resistiva e pelo transdutor da ferramenta de imagem acústica. As imagens mostram como seria a interseção do plano na superfície cilíndrica do poço, sua projeção em uma seção planar e a representação das medidas de direção e mergulho das feições sedimentares e estruturais. (Adaptado de Schlumberger, 2015).	29
Figura 5 – Modelo de ferramenta a cabo esquemática de perfil de imagem resistiva, apresentando três magnetômetros, três acelerômetros e diferentes arranjos de patins. O número de eletrodos varia dependendo do tipo de ferramenta. (modificado de Hurley et al., 2004).	32
Figura 6 – Configuração da ferramenta UBI e como é feita a aquisição. (Adaptado de Schlumberger 2002).....	34
Figura 7: Faixa de valores respectivos referentes a cada uma das cores definidas. Quanto menor o valor da variável amplitude, sua cor tende a colorações escuras, quanto maior, tende a colorações mais claras. Fonte: O autor.	36
Figura 8: Faixa de valores respectivos referentes a cada uma das cores definidas. Quanto menor o valor da variável tempo de trânsito, sua cor tende a colorações mais claras, quanto maior, tende a colorações mais escuras. Fonte: O autor.	36
Figura 9 – Representação em planta da geometria de um desmoronamento (breakout), causando deslocamento da parede do poço chamado de “ovalização” do poço na direção preferencial de stress mínimo (Sh). (Rajabi et al. 2014).....	38
Figura 10 – Exemplos de breakouts no poço de estudo. Os retângulos em azul destacam como a feição aparece nos perfis de imagem resistivo dinâmico (FMI_DYN), acústico de amplitude estático (UBI_AMP), dinâmico (UBI_AMP_DYN) e de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.....	39
Figura 11 – Marcas de arraste (setas pretas) de ferramenta de perfilagem (feições verticalizadas) e marcas de retirada de amostras laterais (retângulos azuis) relativos a corridas anteriores ao da própria ferramenta de aquisição de imagem acústica, imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP) – primeira pista, dinâmica (UBI_AMP_DYN) - segunda pista e de tempo de trânsito (UBI_TT) - terceira pista. Fonte: O autor.	40
Figura 12 – Marcas de retirada de amostras laterais (retângulos azuis) e feições de “favos de mel” (setas pretas) nas imagens acústicas de amplitude estática (UBI_AMP), dinâmica (UBI_AMP_DYN) e de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.....	41
Figura 13 –Características utilizadas para separar os tipos de fácies diferentes. (quadro superior) Representação do perfil de imagem das fácies descritas (quadro inferior). Cada imagem apresenta 120 cm de altura e 65 cm de largura (Adaptado de Muniz e Bosence 2015).	45

Figura 14 – Comparação entre as imagens estáticas e dinâmicas das duas fácies identificadas, cores mais claras em feições resistivas e cores escuras menos resistivas (condutivas). (Adaptado de Lai et al. 2018).	46
Figura 15 – Demonstração em perfil de imagem dos tipos de estruturas encontradas no estudo. (Fornero et al., 2018).	48
Figura 16 – Representação de megaporosidade vista em perfil de imagem resistiva. A coloração escura indica provável preenchimento do poro por água, uma vez que feições condutivas estão relacionadas a tons mais escuros. (De Luca et al., 2017).	49
Figura 17 – Coluna litoestratigráfica do campo de Tahe (Adaptado de Zheng et al., 2021).	50
Figura 18 – Tipos de eletrofácies definidas pelo modelo. (Adaptado de Zheng et al., 2021).	51
Figura 19 – Previsão de eletrofácies de um dos poços analisados no trabalho. (Adaptado de Zheng et al., 2021).	52
Figura 20 – Quadro relacionando o perfil de imagem com o testemunho e perfis convencionais de poço. (Adaptado de Zheng et al., 2021).	53
Figura 21 – Ciclograma metodológico.	56
Figura 22 – Visão geral do poço. Trilhas da esquerda para direita: 1) Profundidade medida em metros na escala 1:1000; 2) unidades estratigráficas; 3) perfil de raios gama (HGR); 4) Perfil de caliper (HCAL); 5) Perfis de densidade (RHOZ) e porosidade neutrão (NPHI); 6) Perfis de resistividade profunda (AT90) e rasa (AT10); 7) Perfil sônico (DTCO); 8) Perfil de fator fotoelétrico (PEF8); 9) Perfil de espectroscopia de captura de elementos (ECS); 10) Perfil de ressonância magnética (NMR); 11) Intervalo testemunhado, sendo este o intervalo foco do presente estudo; 12) Perfil composto. Fonte: O autor.	57
Figura 23 – Representação dos perfis de raios gama (GR) adquiridos em diferentes corridas de perfilagem utilizados para verificação da coerência entre as medidas de profundidade das diferentes ferramentas. Trilhas da esquerda para direita: 1) Profundidade medida em metros na escala 1:1000; 2) Perfil de raios gama adquirido da corrida da ferramenta AIT; 3) Perfil de raios gama adquirido da corrida AIT referente a curva de densidade (RHOZ); 4) Perfil de raios gama adquiridos da corrida da ferramenta AIT referente a curva de sônico (DTCO); 5) Perfil de raios gama adquiridos na corrida da ferramenta ECS-NMR referentes as curvas de espectroscopia de captura elementar (ECS) e de ressonância magnética nuclear (NMR). Fonte: O autor.	58
Figura 24: Ajustes realizados para os dados do testemunho com os perfis do poço. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); a) segunda pista: curva de densidade do poço (RHOZ) e dados amostrais de plugues e amostras laterais relativos à densidade; b) terceira pista: curva de raios gama pela perfilagem (HGR) e pela leitura do testemunho - Coregama. O retângulo azul torna mais visível o ajuste de profundidade. Fonte: O autor.....	59
Figura 25 – Mapa de intensidade total do campo magnético global (NOAA, 2019). Crucial para calibração dos parâmetros do cálculo do campo magnético na etapa de processamento de perfis de imagem.	61
Figura 26 – Representação da correção de profundidade para os eletrodos e patins das ferramentas de imagem resistiva. (Adaptado de Rider, 1996 e Hansen e Buczak, 2010). ..	61
Figura 27 – Representação de como é feita as normalizações estáticas e dinâmicas e exemplo para o poço analisado. Normalização estática (UBI_AMP) é usada para comparações de imagem para o poço todo. Normalização dinâmica (UBI_AMP_DYN) é usada para detalhes locais em escala limitada (Adaptado de Rider, 1996).....	62
Figura 28 – Incremento de profundidade da imagem resistiva dinâmica em relação a imagem acústica dinâmica (desnivelamento entre os perfis indicado pela seta azul). i) primeira pista: Profundidade (MD); ii) segunda pista: perfil de imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iii) terceira pista: perfil de imagem acústica dinâmica referência (UBI_AMP_DYN_ref); iv) quarta pista: perfil de imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) Fonte: O autor. ...	63

Figura 29: Classificação de acamamentos no software TECHLOG®. Fonte: O autor.	64
Figura 30: Exemplo de agrupamento k-means a partir das curvas do perfil sônico (DT), raios gama (GR), porosidade neutrão (NPFI) e densidade (RHOB). Kronbauer (2003	70
Figura 31: Critérios avaliados para redução da aleatoriedade na criação de agrupamentos mais representativos para as eletrofácies de NMR. Fonte: O autor.....	71
Figura 32: Exemplo da fácies textural dômico pontiagudo com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) vii) sétima pista: acamamentos “íngremes”. Fonte: O autor.	70
Figura 33: Relação de associação da fácies textural dômico pontiagudo com as fácies texturais caótica em cor verde, convoluto/lobado em marrom e em menor escala com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela (abaixo de 5100 m). Fonte: O autor.	71
Figura 34: Exemplo da fácies textural dômico arredondado com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) vii) sétima pista: acamamentos “aplainados”. Fonte: O autor.	72
Figura 35: Relação de associação da fácies textural dômico pontiagudo com as fácies texturais caótica em cor verde, convoluto/lobado em marrom e em menor escala com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela (abaixo de 5100 m). Fonte: O autor.	73
Figura 36: Exemplo da fácies textural laminado regular com as imagens resistiva e acústicas. Nota-se os acamamentos em baixíssimas amplitudes marcados em cores verdes. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.....	74
Figura 37: Relação de associação da fácies textural laminado regular com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela. Fonte: O autor.....	75
Figura 38: Exemplo da fácies textural laminado grumoso com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos (cores verdes e vermelhas). i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.	76
Figura 39: Relação de associação da fácies textural laminado grumoso com as fácies texturais laminado regular em cores laranjas (acima de 5100 m) e fácies texturais dômicas em tons de azul (abaixo de 5100 m) ao longo do intervalo testemunhado. Fonte: O autor.	77
Figura 40: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural caótico com as imagens resistiva e acústicas. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.....	78
Figura 41: Relação de associação da fácies textural caótico com demais fácies texturais. Nota-se que não há uma relação de associação com fácies texturais específicas, no primeiro intervalo associa-se ao dômico arredondado, laminado grumoso e caverna, já no segundo com: dômico pontiagudo, dômico arredondado, laminado grumoso, “caverna/vugular” e convoluto/lobado. Fonte: O autor.....	79

Figura 42: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural convoluto/lobado com as imagens resistiva e acústicas. Os retângulos azuis marcam as feições arredondadas de alta amplitude. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.81

Figura 43: Relação de associação da fácies textural convoluto/lobado com as fácies texturais laminadas em cores laranjas e amarelas (acima de 5100 m), com as fácies texturais dômicas em tons de azul e a fácies textural caótico em verde (abaixo de 5100 m) ao longo do intervalo. Fonte: O autor.82

Figura 44: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural caverna/vugular com as imagens resistiva e acústicas e as seções transversais de diâmetro do poço. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT); vii) quadro na parte superior, da esquerda para a direita; diâmetro no calibre do poço, diâmetro com irregularidade no calibre, diâmetro totalmente fora do calibre do poço. Fonte: O autor.84

Figura 45: Relação de associação da fácies textural “caverna/vugular” com as fácies texturais laminadas em cores laranjas e amarelas (acima de 5100 m), com as fácies texturais dômicas em tons de azul e a fácies textural caótico em verde (abaixo de 5100 m) ao longo do intervalo. Fonte: O autor85

Figura 46: Distribuição das fácies texturais ao longo do intervalo testemunhado. Fonte: O autor.86

Figura 47: box-plot gerado, para análise qualitativa de cada uma das eletrofácies geradas, segregando-os em 5 tipos. Fonte: O autor.87

Figura 48: Distribuição das eletrofácies ao longo do poço ao lado do perfil de imagem acústico de amplitude e tempo de trânsito e as curvas utilizadas para elaboração das eletrofácies: porosidade total (TCMR), fluído livre (CMFF), porosidade efetiva (CMRP_3MS) e fluído irreduzível (BFV). Em azul escuro (EF1), em azul claro (EF2), em verde claro (EF3), em amarelo (EF4) e em vermelho (EF5) Fonte: O autor.....89

Figura 49: Distribuição da eletrofácies 1 ao longo do poço. O retângulo em verde marca o local de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.90

Figura 50: distribuição da eletrofácies 2 ao longo do poço. O retângulo em verde marca o local de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.91

Figura 51: distribuição da eletrofácies 3 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.92

Figura 52: distribuição da eletrofácies 4 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da

eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.93

Figura 53: distribuição da eletrofácies 5 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD) em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.94

Figura 54: Distribuição das 5 eletrofácies de RMN ao longo do intervalo testemunhado em relação as fácies texturais. Em ordem crescente temos: a) EF1; b) EF2; c) EF3; d) EF4; e) EF5. Fonte: O autor.96

Figura 55: Box-plot gerado através do software TECHLOG®. Nessa etapa foi feita a análise para as frações de silício e cálcio, segregando-os em dois tipos. Fonte: O autor.98

Figura 56: Distribuição das eletrofácies ao longo do poço ao lado do perfil de imagem acústico de amplitude, de tempo de trânsito e as curvas utilizadas para elaboração das eletrofácies: curva de fração em peso do elemento silício (DWSI_WALK_NORM_2) em amarelo e curva de fração em peso do elemento cálcio (DWCA_WALK_NORM_2) em azul claro. Fonte: O autor.99

Figura 57: distribuição da eletrofácies EFCA em azul claro ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor. 100

Figura 58: Distribuição da eletrofácies EFSI em amarelo ao longo do intervalo testemunhado. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor. 102

Figura 59: Distribuição das 2 eletrofácies por ECS ao longo do poço em relação as fácies texturais. Em ordem crescente temos: a) EFCA; b) EFSI. Fonte: O autor. 103

A análise única e exclusiva através dos perfis de imagem resistiva e acústica, não são suficientes para levantar hipóteses de onde se tem incremento de silício em possíveis regiões silicificadas. A resposta desses perfis é fornecida de acordo com escala de cores, sendo que sua interpretação geológica é critério do intérprete. O que se sabe é que o aumento dos teores de sílica é representado em tons chamativos brancos e claros, dito isso, essas eletrofácies por ECS auxiliam nas respostas em regiões de alta silicificação. 103

Figura 60: Correlação entre fácies texturais e os litotipos descritos do intervalo testemunhado. a) laminado regular; b) laminado grumoso; c) dômico pontiagudo; d) dômico arredondado; e) convoluto/lobado; f) caótico; g) “caverna/vugular”. Fonte: O autor. 104

Figura 61: Integração de dados das fácies texturais laminadas. I) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor. 107

Figura 62: Integração de dados das fácies texturais laminadas. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).

Fonte: O autor. 109

Figura 63: Integração de dados das fácies texturais dômicas. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).

Fonte: O autor. 110

Figura 64: Integração de dados das fácies textural dômico pontiagudo. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).

Fonte: O autor. 112

Figura 65: Comparação em termos de eletrofácies (NMR) entre as fácies texturais dômicas a esquerda com as laminadas a direita. Fonte: O autor. 113

Figura 66: Integração de dados das fácies textural caótico. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).

Fonte: O autor. 114

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tipo de ferramentas de imagem resistiva mais comuns e as respectivas companhias que fornecem o serviço. (adaptado de Lagraba et al., 2010).	32
Tabela 2 - Tipo de ferramentas de imagem acústica mais comuns e as respectivas companhias que fornecem o serviço. (adaptado de Hurley et al., 2004).	37
Tabela 3 – Lista de dados do poço A utilizados no estudo.	54
Tabela 4: Características das fácies texturais definidas e seus principais atributos.	68
Tabela 5: Valores mínimos, máximos, médios, medianos e de desvio padrão (DP) de fluido livre (CMFF), fluido irreduzível (BFV), porosidade total (TCMR) e porosidade efetiva (CMRP_3M) para cada uma das eletrofácies definidas.	88
Tabela 6: Valores mínimos, máximos, médios, medianos e de desvio padrão (DP) de peso “seco” do elemento cálcio (DWCA_WALK2_NORM_2) e do elemento silício (DWSI_WALK2_NORM_2) para cada uma das eletrofácies definidas.	98

Lista de Abreviaturas e Siglas

<i>BHI</i>	<i>Borehole image logs</i>
<i>NMR</i>	<i>Nuclear Magnetic Resonance</i>
<i>ECS</i>	<i>Elemental Capture Spectroscopy</i>
<i>FMI</i>	<i>Fullbore Formation Microimager</i>
<i>FMI-HD</i>	<i>High-Definition Formation Microimager</i>
<i>FMS</i>	<i>Formation Microscanner</i>
<i>EMI</i>	<i>Electrical Micro Imaging Tool</i>
<i>OMRI</i>	<i>Oil Mud Reservoir Imager</i>
<i>UBI_AMP</i>	<i>Ultrasonic Borehole Imager amplitude (estático)</i>
<i>UBI_AMP_DYN</i>	<i>Ultrasonic Borehole Imager amplitude (dinâmico)</i>
<i>UBI_TT</i>	<i>Ultrasonic Borehole Imager Time Travel</i>
<i>WBM</i>	<i>Water Base Mud (fluido de perfuração base água)</i>
<i>OBM</i>	<i>Oil Base Mud (fluido de perfuração base óleo)</i>
<i>LWD</i>	<i>Log while drilling</i>
<i>WL</i>	<i>Wireline Logging</i>
<i>HGR</i>	<i>High Resolution Gamma Ray</i>
<i>GR</i>	<i>Gamma Ray (Perfil de raios gama)</i>
<i>GR_EDTC</i>	<i>Gamma Ray (Perfil de raios gama)</i>
<i>BS</i>	<i>Bit Size</i>
<i>HCAL</i>	<i>Caliper</i>
<i>PEF8</i>	<i>Photoelectric factor</i>
<i>NPHI</i>	<i>Neutron porosity</i>
<i>RHOZ</i>	<i>Formation density</i>
<i>AT90</i>	<i>Deep resistivity</i>
<i>AT20</i>	<i>Shallow resistivity</i>
<i>DTCO</i>	<i>Acoustic compressional slowness</i>

BFV	<i>Bound fluid volume</i>
CMFF	<i>CMR Free Fluid</i>
CMRP_3MS	<i>CMR Porosity with T2 values greater than 3 ms</i>
TCMR	<i>Total CMR Porosity</i>
EF1	Eletrofácies 1 (NMR)
EF2	Eletrofácies 2 (NMR)
EF3	Eletrofácies 3 (NMR)
EF4	Eletrofácies 4 (NMR)
EF5	Eletrofácies 5 (NMR)
EFCA	Eletrofácies de cálcio (ECS)
EFSI	Eletrofácies de silício (ECS)

Sumário

Dedicatória.....	iii
Agradecimentos	iv
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	xv
1 INTRODUÇÃO	19
2 OBJETIVOS	20
3 LOCALIZAÇÃO	21
4 CONTEXTO GEOLÓGICO.....	22
4.1 Evolução tectono-estratigráfica	22
4.1.1 Formação Barra Velha.....	25
5 REVISÃO CONCEITUAL.....	28
5.1 Aspectos gerais	28
5.2 Perfil de imagem resistiva	30
5.3 Perfil de imagem acústica.....	33
5.4 Artefatos de imagens de perfis geofísicos	37
6 ESTADO DA ARTE.....	42
7 MATERIAIS E MÉTODOS	54
7.1 Controle de qualidade dos dados petrofísicos convencionais e especiais	56
7.2 Processamento e controle de qualidade dos perfis de imagem.....	60
7.3 Modelo de fácies texturais por perfil de imagem	63
7.4 Modelo de eletrofácies.....	64
7.4.1 Análise por agrupamentos k-means.....	65
7.5 Dados de descrição macroscópica do testemunho.....	66
8. RESULTADOS.....	67
8.1 Fácies texturais por perfil de imagem.....	67
8.1.1 Fácies textural dômico pontiagudo.....	69
8.1.2 Fácies textural dômico arredondado.....	71
8.1.3 Fácies textural laminado regular.....	74
8.1.4 Fácies textural laminado grumoso	75
8.1.5 Fácies textural caótico	78
8.1.6 Fácies textural convoluto/lobado.....	80
8.1.7 Fácies textural caverna/vugular	83
8.2 Eletrofácies	87
8.2.1 Eletrofácies por RMN.....	87
8.2.2 Eletrofácies por ECS.....	97
8.3 Integração de fácies texturais e descrição macroscópica do testemunho	103

9 DISCUSSÕES.....	106
9.1 Fácies texturais laminadas	106
9.2 Fácies texturais dômicas	110
9.3 Fácies textural caótico, “caverna/vugular” e convoluto/lobado	113
10 CONCLUSÕES	116
11 BIBLIOGRAFIA	118

1 INTRODUÇÃO

Grandes reservas de óleo e gás na margem leste meridional brasileira ganharam notoriedade global a partir do final de 2007, onde foram descobertas ocorrências de hidrocarbonetos em águas ultraprofundas, na denominada província Pré-Sal (Riccomini *et al.*, 2012), na Bacia de Santos. Além do grande desafio tecnológico envolvido nas atividades de perfuração desta província, a alta heterogeneidade de seus reservatórios carbonáticos portadores de hidrocarbonetos, representados pelas formações Barra Velha e Itapema, imprime maior complexidade na modelagem e simulação destes reservatórios. A Formação Barra Velha, alvo desse estudo, apresenta idade aptiana e foi formada durante a fase pós-rifte da Bacia de Santos. É composta por calcários de origem microbial (Moreira *et al.*, 2007) ou de origem química (Wright e Barnett, 2015), laminitos, folhelhos, *grainstones* e *packstones* compostos por fragmentos de estromatólitos e bioclastos associados, que podem estar ou não dolomitizados (Papaterra *et al.*, 2010).

A alta complexidade da Formação Barra Velha, segundo Gomes *et al.* (2020), pode estar relacionada a diagênese e características de deposição, que impactam diretamente na qualidade do reservatório, aspectos ainda em extensa discussão e estudo. Diante dessa grande heterogeneidade, a necessidade de intensificação da amostragem dessas rochas, para a melhor compreensão de suas características geológicas em geral, onera em tempo, custo e representatividade tal atividade. Neste sentido, as imagens obtidas dos depósitos através da perfilagem representam uma importante ferramenta.

Este estudo, pretende então, caracterizar fácies por perfil de imagem dos depósitos da Formação Barra Velha e correlacionar às suas propriedades de porosidade. Tendo por finalidade, obter informações relevantes para a compreensão geológica de reservatórios heterogêneos.

2 OBJETIVOS

Com o objetivo de compreender a sucessão vertical de litotipos da Formação Barra Velha, ao longo de um poço na bacia de Santos, este estudo se propõe a determinar fácies texturais a partir da identificação e caracterização de padrões resistivos e acústicos de imagens. Secundariamente, determinar eletrofácies a partir de perfis de ressonância magnética nuclear (NMR) e espectroscopia de captura elementar (ECS), no intuito de analisar a distribuição da porosidade e a relação de concentração de silício no intervalo estudado. E por último, correlacionar as fácies texturais e as eletrofácies definidas com a descrição petrográfica macroscópica do intervalo testemunhado.

Busca-se o reconhecimento das principais feições geológicas das rochas carbonáticas desta unidade e seu impacto na qualidade como reservatório de hidrocarbonetos, contribuindo assim, para os modelos de distribuição de fácies, que agregam os processos de modelagem, caracterização e simulação de reservatórios.

3 LOCALIZAÇÃO

A Bacia de Santos, está localizada entre os paralelos 23° e 28° S abrangendo o litoral dos estados do Paraná, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo, com uma extensão aproximada de 350.000 km². A bacia estende-se a leste até a cota batimétrica de 3.000 metros, sob o Platô de São Paulo, a oeste é limitada pelas serras do Mar e Mantiqueira, ao sul limita-se da Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis, e o limite norte, com a Bacia de Campos, é marcado pelo Alto de Cabo Frio (Moreira *et al.*, 2007).

O poço exploratório utilizado neste estudo foi perfurado no campo de Sapinhoá, localizado dentro do polígono do Pré-sal da Bacia de Santos, a uma distância aproximada de 290 km do estado do Rio de Janeiro (Figura 1). A espessura da lâmina d'água na região do poço é de aproximadamente 2.140 m e os reservatórios de petróleo se encontram a profundidades que estão compreendidas entre 5.000 m e 6.000m, abaixo de espessa camada de sal, da ordem de 2.000 m de espessura (Naveiro & Haimson, 2015).

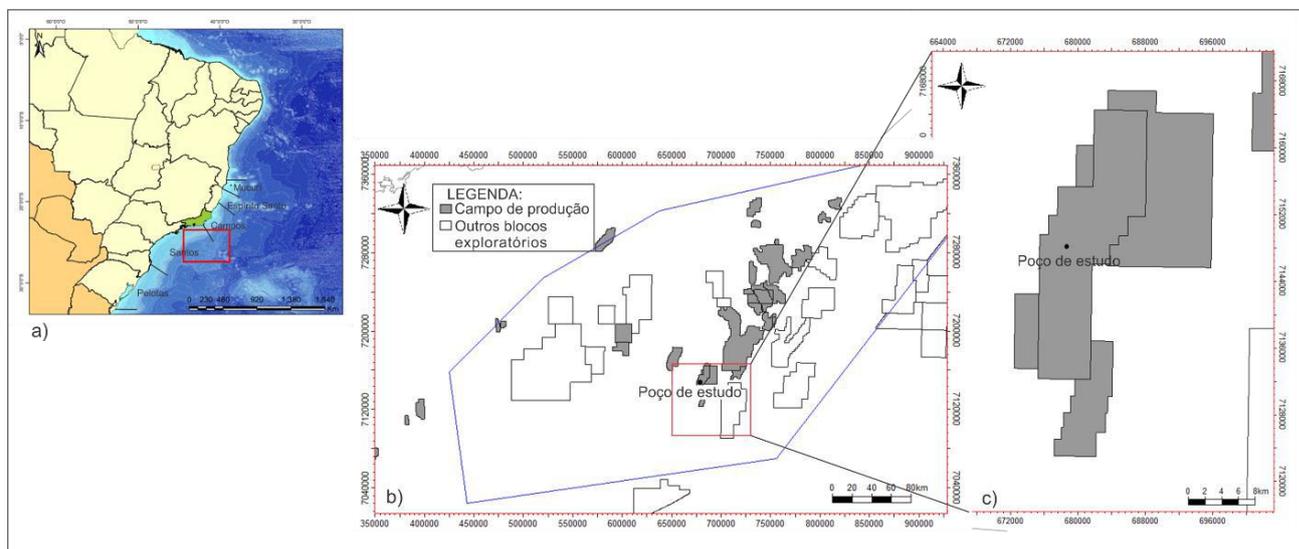


Figura 1 - a) mapa de localização da Bacia de Santos na costa leste brasileira; b) mapa de localização dos campos de produção e blocos exploratórios no polígono do Pré-sal (linha azul) da Bacia de Santos e a localização do campo de Sapinhoá (retângulo vermelho); c) posição do poço em estudo dentro do campo de Sapinhoá. (Fonte: ANP, 2021).

4 CONTEXTO GEOLÓGICO

4.1 Evolução tectono-estratigráfica

O processo de rifteamento entre os continentes da África e da América do Sul, ocorrido durante o Eocretáceo, foi o principal evento de criação do sistema de riftes do leste do Brasil. Tal episódio foi seguido pelo processo de separação crustal e culminou com a evolução para margem continental passiva de idade Eoaptiana (Chang *et al.*, 1992). A Bacia de Santos está no contexto das bacias meso-cenozóicas que apresentam margem distensiva (Milani *et al.*, 2007) com um arcabouço estrutural definido por falhas normais de direção preferencial NE-SW, paralela à linha de costa, sendo segmentada localmente por zonas de transferência de alto ângulo (Asmus e Ponte, 1973). Moreira *et al.* (2007) separa a evolução da bacia de Santos em três supersequências: rifte, pós-rifte e drifte (Figura 2).

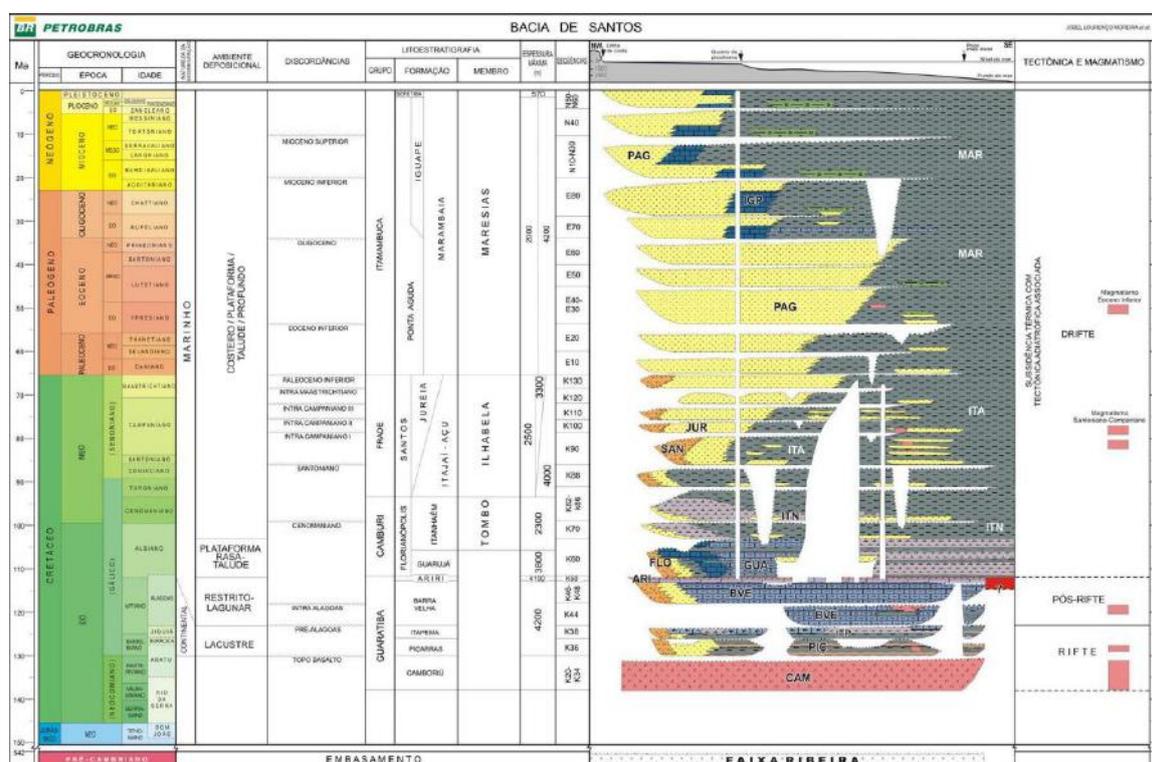


Figura 2 – Diagrama cronoestratigráfico da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

A Supersequência rifte (Valanginiano-Aptiano Inferior) é representada litoestratigraficamente pelas formações Camboriú (derrames de basaltos), Piçarras

(conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos de leques aluviais) e Itapema (coquinas e folhelhos). O principal mecanismo para criar espaço de acomodação para a deposição destas unidades teve relação com uma tectônica extensional (Milani *et al.*, 2007), com atuação principal das falhas normais paralelas a linha de costa. Este mecanismo também teve influência de estruturas pretéritas, relacionadas ao embasamento Pré-Cambriano.

A Supersequência pós-rifte (Aptiano Inferior – Aptiano Superior) é representada pela Formação Barra Velha e por conseguinte a seção evaporítica da Formação Ariri (Moreira *et al.*, 2007). Nesta fase, o principal mecanismo tectônico que se sobrepôs aos demais foi o de subsidência termal (Carminatti *et al.*, 2008) que fez com que o intenso processo de deformação rúptil fosse reduzido, possibilitando assim a formação de uma bacia do tipo *sag* que culminou com a deposição dessas rochas.

A Supersequência drifte (Albiano – Recente) representa a manutenção do mecanismo de subsidência termal com uma tectônica adiastrófica (Moreira *et al.*, 2007). Esta fase marca o fim da deposição do sal e a instalação de um oceano pleno, com fases de transgressões e regressões marinhas, representadas pelos depósitos dos grupos Camburi, Frade e Itamambuca, na bacia de Santos. Boyd *et al.* (2015) adaptaram o modelo criado por Cainelli e Mohriak (1999), a fim de contextualizar melhor essa abertura do oceano Atlântico Sul, como ilustrado na Figura 3.

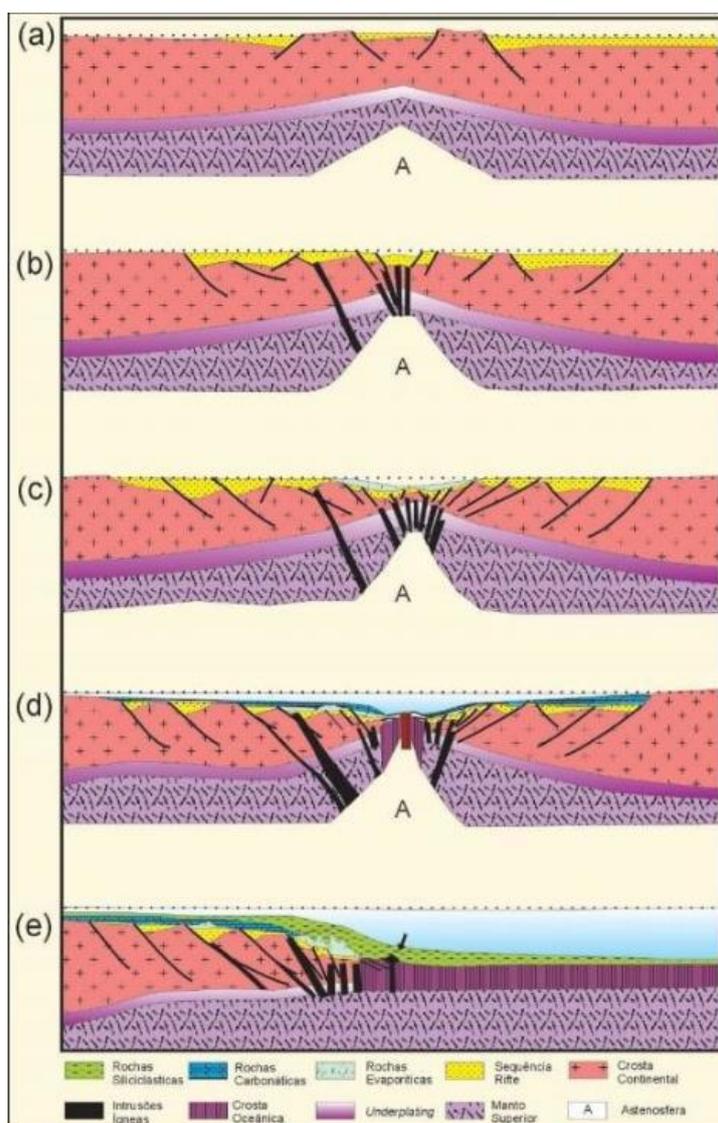


Figura 3 – Modelo de rifteamento esquemático para a abertura do oceano Atlântico Sul e criação das bacias de sal. A) Representa os primeiros falhamentos e estiramento crustal pré-rifte, sedimentos eólicos. B) Fase rifte – Início do rifteamento e magmatismo, folhelhos de ambiente lacustre, ricos em matéria orgânica, coquinas, conglomerados e rochas vulcânicas. C) Fase transicional, carbonatos microbiais seguidos por evaporitos. D) Início da fase drifte, sedimentação de plataformas carbonáticas no pós-sal. E) Fase drifte tardia (presente) sedimentação de turbiditos. (Boyd et al., 2015).

A estratigrafia da Bacia de Santos é discutida desde a década de 1970 por diversos autores, entre eles destacam-se os trabalhos de Ojeda e Cesero (1973), Ojeda e Aranha (1980), Feijó (1994), Moreira et al. (2007) (Figura 5) e mais atualmente por Buckley et al. (2015), Carlotto et al. (2017), Wright & Barnett (2015) e Gomes et al. (2020). Os últimos autores consideraram que a fase rifte da bacia se estendeu mais do que originalmente foi apresentado por Moreira et al. (2007), e a divide em Sin-Rifte inferior e Sin-Rifte superior

na qual a parte inferior da Formação Barra Velha está incluída na última e a parte superior dela, acima da Discordância Intra-Alagoas (Moreira *et al.*, 2007), está inserida na Fase *Sag*.

Neste trabalho, o enfoque foi a Formação Barra Velha, associada a Supersequência Pós-Rifte de Moreira *et al.* (2007) ou a Fase Sin-Rifte superior e Fase *Sag* de Buckley *et al.* (2015).

4.1.1 Formação Barra Velha

A Formação Barra Velha foi depositada durante o Eoaptiano, (Andar Alagoas Inferior), sobre condições transicionais entre um ambiente continental a marinho raso, sendo interpretada como ambiente de lagos continentais rasos e alcalinos. Segundo Moreira *et al.* (2007), sua seção basal (Sin-Rifte Superior de Buckley *et al.*, 2015) é limitada na parte inferior com a Formação Itapema pela Discordância Pré-Alagoas (DPA). Esta se separa de sua seção superior (*Sag* de Buckley *et al.*, 2015), de acordo com a ocorrência de forte refletor sísmico que apresenta caráter regional, denominado de Discordância Intra-Alagoas (DIA).

As rochas que compõe essa parte inferior da Formação Barra Velha, de idade Eoaptiana, são representadas por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais, ocorrem também *grainstones* e *packstones* compostos por fragmentos estromatolíticos e bioclastos de ostracodes associados (Moreira *et al.*, 2007).

A porção superior da Formação Barra Velha, representada por sedimentos depositados durante o Neoaptiano, se apresentava em condições ambientais semelhantes à sua porção sotoposta. Seu limite superior se encontra em discordância com as rochas evaporítica da Formação Ariri. Esta parte da unidade é formada por calcários microbiais intercalados com folhelhos, calcários estromatolíticos e laminitos microbiais, localmente

dolomitizados. As porções proximais da Formação Barra Velha são compostas por fanconglomerados e arenitos (Moreira *et al.*, 2007).

Atualmente há uma grande dicotomia de ideais em relação a origem deposicional das rochas reservatório representadas pela Formação Barra Velha. Para Moreira *et al.* (2007), Terra *et al.* (2010) e mais atualmente Kattah *et al.* (2017), esses reservatórios apresentam uma origem biogênica, que segundo Burne e Moore (1987) são depósitos organossedimentares que se acumularam como resultado das atividades de comunidades microbianas bentônicas, dado pelo aprisionamento de grãos (*grain trapping*) de sedimentos detríticos e/ou formaram locais propensos para precipitação mineralógica (*mineral precipitation*). Os trabalhos de Muniz e Bosence (2015) relacionado a Formação Macabu, na Bacia de Campos, bem como o trabalho de Bahniuk *et al.* (2015), relacionado a Formação Codó na Bacia do Parnaíba, também reconhecem fácies de microbialitos em unidades imediatamente abaixo da base do sal. Kattah *et al.* (2017) reitera que esses microbialitos formados em ambientes extensos, como é o caso de ambientes lacustres, são relacionados a microorganismos extremófilos que conseguem sobreviver em condições extremamente difíceis, como é o caso das condições hipersalinas e hidrotérmicas da fase de flexura termal aptiana que se seguiu à deposição sin-rifte da Bacia de Santos. Essa condição hidrotermal, forneceu grandes volumes de CO₂, o principal combustível para as atividades das cianobactérias.

Os trabalhos de Wright e Barnett (2015) e Wright *et al.* (2017), por outro lado, contradizem essa origem biogênica para os reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, sugerindo uma origem abiogênica. Segundo estes autores, estromatolitos, dendrolitos, oncóides e laminitos microbiais são restritos aos 20 a 30 metros da parte mais superior da formação. Wright e Barnett (2015) sugerem que macroestruturas e microestruturas microbiais são raras, nunca ultrapassando 1% em espessura dos dados de perfis de testemunho, e menos de 0,05% em lâminas delgadas. Para Wright *et al.* (2017)

existem diversos fatores que comprovam a falta de evidências da atividade microbiana na Formação Barra Velha. Todas estão relacionadas a alta alcalinidade do ambiente identificada pela presença do mineral estevensita, cuja origem requer ambiente com altas condições de pH, da ordem de 10-10,5 ou superior (Tutolo e Tosca, 2018). Nestas condições, a alta concentração de hidróxidos consumiria o CO₂ dissolvido no meio, reduzindo assim a atividade microbiana ao dificultar processos de fotossíntese. Mesmo com esses argumentos, os autores não descartam que algumas porções da Formação Barra Velha possam ter apresentado atividade microbiana, mas que os fatores de diminuição de CO₂, alto pH e saturação carbonática, contribuíram para a superimposição da atividade química sobre a atividade biológica.

5 REVISÃO CONCEITUAL

Os perfis de imagem são um tipo de tecnologia baseada em um método de perfilagem e processamento de dados que ganhou forças a partir da década de 1980. Trata-se de ferramentas de alta resolução que tem por objetivo capturar imagens da parede do poço utilizando propriedades físicas como resistividade elétrica e/ou impedância acústica, que permitem obter informações indiretas de rochas em subsuperfície com maior precisão e menor tempo (Zheng *et al.*, 2021).

Com base nos perfis de imagem é possível reconhecer as características texturais das rochas, melhorando assim a compreensão sedimentológica dos depósitos (Donselaar e Schmidt, 2005), bem como, extrair informações de caráter direcional (elementos sedimentares e estruturais) em escala milimétrica (Lai *et al.*, 2018), com custo muito reduzido em comparação as operações de testemunhagem. A utilização de perfis de imagem tem aplicabilidade também na modelagem de reservatórios, dando suporte a eletrofácies e ambas melhorando efetivamente a caracterização litológica de depósitos complexos.

5.1 Aspectos gerais

Os perfis de imagem de uma maneira geral e simplificada são fotografias eletrônicas de rochas e fluídos adquiridas dos poços. As imagens são criadas a partir de propriedades físicas elétricas e acústicas sendo orientadas em relação ao poço. Estes perfis apresentam alta resolução vertical e lateral, fornecem dados cruciais a respeito do mergulho de camadas e estruturas, como fraturas e falhas, discordâncias, direções de paleocorrentes, porosidades vugulares e por fraturas e outras características geológicas.

A rápida evolução tecnológica trouxe consigo um grande progresso para os perfis de imagem. Antes eram utilizados apenas em poços perfurados por fluidos a base de água (WBM) e passaram a ser utilizados também em fluidos a base de óleo (OBM), como é o caso da maioria dos poços relacionados ao Pré-sal. Outro progresso bastante relevante tem

sido o desenvolvimento de ferramentas de alta resolução corridas enquanto se perfura o poço (LWD) que vem rivalizando cada vez mais com as imagens tradicionais a cabo – WL (Ritter *et al.*, 2005). Os perfis de imagem estão no caminho para se tornarem uma tecnologia madura, sendo usados em aplicações cada vez mais avançadas.

Em condições perfeitas de perfuração, os perfis de imagem cobrem toda a superfície do furo, semelhantes a fotografias circunferenciais de testemunhos. A imagem é convencionalmente orientada em referência ao norte verdadeiro ou ao topo do furo, para o caso de poços horizontais (Hurley *et al.*, 2004). As estruturas planares que cruzam o poço, tais como acamamento sedimentar, falhas e/ou fraturas, aparecem como senoides no plano da imagem (Figura 4). Desta maneira, é possível individualizar os planos mergulhantes ajustando com precisão na imagem as suas ondas senoidais correspondentes, definindo os “girinos” (*tadpoles*), que representam nos *softwares* de interpretação petrofísica o mergulho e o azimute de cada feição (Hansen *et al.*, 2010).

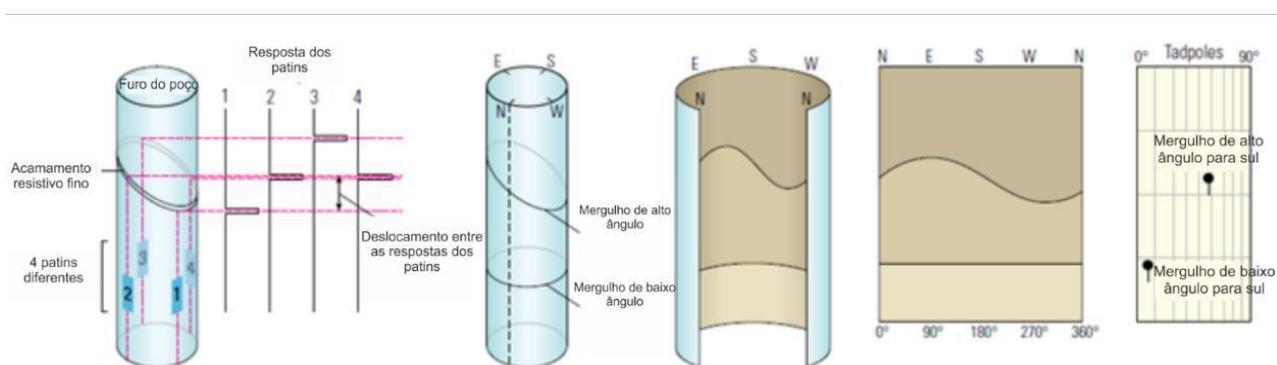


Figura 4 – Representação gráfica dos planos mergulhantes que são capturados através da leitura feita pelos eletrodos posicionados nos patins da ferramenta de imagem resistiva e pelo transdutor da ferramenta de imagem acústica. As imagens mostram como seria a interseção do plano na superfície cilíndrica do poço, sua projeção em uma seção planar e a representação das medidas de direção e mergulho das feições sedimentares e estruturais. (Adaptado de Schlumberger, 2015).

5.2 Perfil de imagem resistiva

Segundo Hurley *et al.* (2004), os perfis de imagem elétrica são modelos de ferramentas mais sofisticadas se comparados aos perfis de mergulho da década de 1950, mesmo que apresentem uma tecnologia semelhante na análise de mergulhos de estruturas sedimentares e feições estruturais. As ferramentas de imagem (Figura 5) possuem eletrodos de microrresistividade arranjados em patins ao redor do poço que ficam pressionados contra a parede do furo. A diferença principal dessas ferramentas para as de perfis de mergulho está em relação a maior quantidade de eletrodos. Atualmente, as ferramentas de aquisição de imagem de poço compõem um complexo arranjo em patins múltiplos podendo apresentar um número máximo de até 8 patins e um arranjo de 192 eletrodos. A resolução espacial dessas ferramentas, principalmente da FMI, FMS e EMI são em média, da ordem de 0,508 cm ou 0,2 polegadas e a profundidade de investigação dessas ferramentas é muito rasa, da ordem de 0,25 cm ou 0,1 polegadas (Hurley *et al.*, 2004). A área de cobertura azimutal varia de 40-98% em poços com diâmetros de até 20,54 cm ou 8 polegadas (Bloemenkamp *et al.*, 2014).

A aquisição de dados é realizada ao descer a ferramenta através do poço com os patins inicialmente fechados. Ao iniciar as medidas das propriedades físicas, os patins da ferramenta abrem e entram em contato com a parede do poço, a corrente elétrica é então induzida na rocha através dos eletrodos sendo mensurada por sensores remotos após a interação com a formação. O número específico desses patins e o número de eletrodos que cada um apresenta varia com o tipo de ferramenta (Tabela 1). Os dados crus incluem múltiplas leituras dos eletrodos, leituras do *caliper* de patins individuais ou em pares e leituras dos eixos x, y e z dos acelerômetros e magnetômetros. Os acelerômetros são responsáveis por medir as variações da velocidade da ferramenta, a tensão diferencial aplicada ao cabo da ferramenta e os efeitos ressonantes que acontecem durante o movimento de deslocamento através do poço (Hurley *et al.*, 2004). Os magnetômetros são responsáveis

pela orientação e desvio do poço (Hurley *et al.*, 2004) que estão relacionadas a dados direcionais que variam de acordo com a data de aquisição da perfilagem, devido a diferenças na declinação do campo magnético. Pelo fato da maioria das ferramentas serem dispositivos elétricos, os fluídos de perfuração precisam ser condutivos, logo, resistividades da lama de perfuração acima de 50 ohm.m tornam inadequadas para a aquisição de imagens resistivas. Caso sejam utilizadas em furos perfurados a base de óleo, necessitam apresentar uma razão formação x resistividade do fluido menor que 1.000 (Grace e Newburry, 1998). Atualmente existem ferramentas de imagem que são utilizadas especificamente para furos perfurados a base de óleo como a FMI-HD (*Schlumberger* ®) ou OMRI (*Halliburton* ®), sendo as sucessoras naturais das ferramentas convencionais para este tipo de poço. Estas apresentam resolução espacial e de profundidade de investigação semelhantes as utilizadas em furos perfurados com fluido a base de água, apesar de ainda apresentarem qualidade inferior em termos de resolução.

As imagens resistivas são geradas de acordo com variações microrresistivas que passam através dos eletrodos da ferramenta. Essas variações são causadas através de mudanças de condução eletrolítica que são apresentadas, em função da geometria de poros, ou pela troca catiônica na superfície de argilas e outros minerais condutivos. Tais efeitos, produzem mudanças nas imagens em resposta a características texturais e estruturais das rochas como a porosidade, tamanho dos grãos, mineralogia, cimentação e tipo de fluido (Bourke, 1989).

O padrão de cores está intimamente relacionado a essas diferentes faixas de resistividade sendo uma representação sintética da formação, ou seja, não indicando diretamente a litologia nem a cor verdadeira da formação. Por convenção, as cores em tons mais escuros equivalem a feições de baixas resistividades (*i.e* folhelhos, poros preenchidos por água e fraturas preenchidas por água), enquanto as cores em tons mais claros de marrom a branco, são equivalentes a feições de maiores resistividades (*i.e* arenitos, carbonatos,

rochas bem cimentadas e densas, matéria orgânica e preenchimento por óleo) (Hurley *et al.*, 2004).

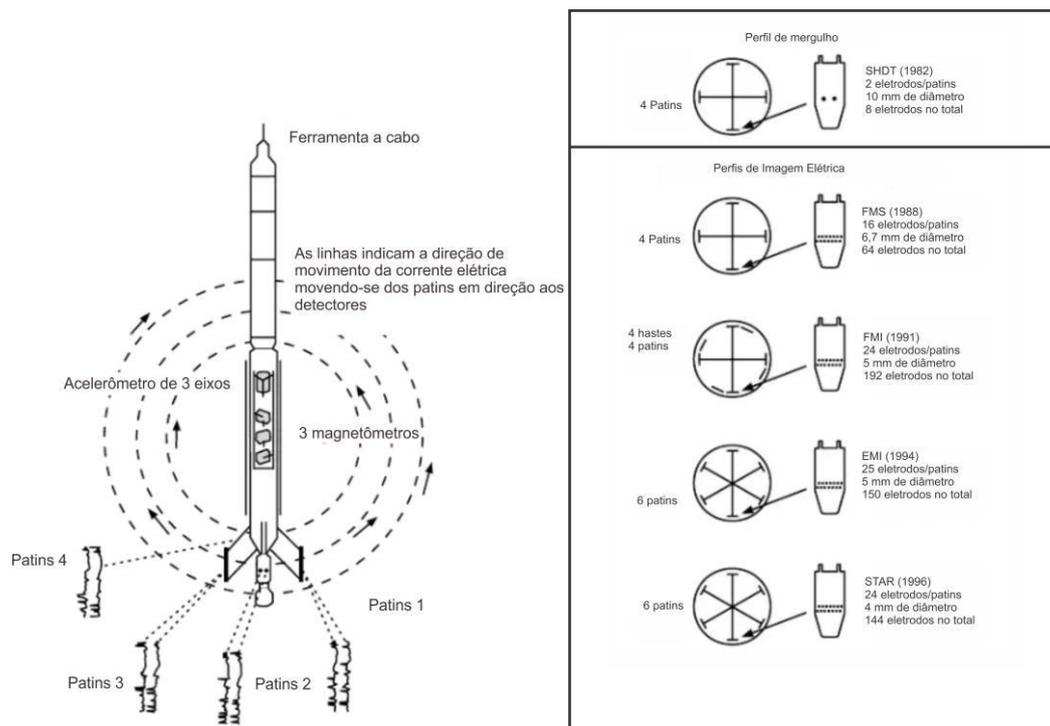


Figura 5 – Modelo de ferramenta a cabo esquemática de perfil de imagem resistiva, apresentando três magnetômetros, três acelerômetros e diferentes arranjos de patins. O número de eletrodos varia dependendo do tipo de ferramenta. (modificado de Hurley *et al.*, 2004).

Tabela 1 – Tipo de ferramentas de imagem resistiva mais comuns e as respectivas companhias que fornecem o serviço. (adaptado de Lagraba *et al.*, 2010).

Companhia	Nome Comercial	Tipo de fluido	Número de Patins	Número de eletrodos
Schlumberger	FMI	(lama base-água)	4	192
Schlumberger	FMI-HD	(lama base-água e lama base-óleo)	4	192
Schlumberger	OBMI	(lama base-óleo)	4	20
Schlumberger	OBMI-2	(lama base-óleo)	8	40
Baker Hughes	STAR	(lama base-água)	6	144
Baker Hughes	EI	(lama base-óleo)	6	48
Halliburton	EMI	(lama base-água)	6	150
Halliburton	OMRI	(lama base-óleo)	6	36
Weatherford	HMI	(lama base-água)	6	150

FMI™ = Fullbore Formation MicroImager.
 FMI-HD™ = Fullbore Formation MicroImager High Definition.
 OBMI™ = Oil-Base MicroImager.
 OBMI-2™ = Dual OBMI (duas ferramentas OBMI com ângulo de 45° entre elas).
 STAR = STAR Imager™ Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager (Baker Atlas).
 EI = Earth Imager™ (Baker Atlas).
 EMI™ = Electrical Micro Imaging.
 OMRI™ = Oil Mud Reservoir Imager.
 HMI™ = High-Resolution Micro Imager.

5.3 Perfil de imagem acústica

Segundo Hurley *et al.* (2004), perfis de imagens acústicas são baseados em tecnologias desenvolvidas primeiramente na década de 60, pela empresa *Mobil Oil*, especificamente no ano de 1968, como as sucessoras naturais das ferramentas denominadas de *Televiwer* acústico (Lagraba *et al.*, 2010). Essas ferramentas são centralizadas no poço e operam através da emissão de ondas de som propagadas a partir de um transdutor rotativo que interage com a parede do poço medindo o tempo de trânsito e a amplitude acústica das ondas. Essas duas características são gravadas e processadas em formato de imagens.

A aquisição de dados é feita através da introdução da ferramenta no furo do poço com um centralizador de mola rígido, sendo de suma importância que o transdutor fique centralizado, pois as reflexões emitidas devem atingir a parede do poço e retornar ao dispositivo em um ângulo adequado. O transdutor rotaciona à medida que emite e grava os sinais sonoros e sua frequência, estas sendo da ordem de centena de milhares de quilohertz de extensão, mas podem variar dependendo do tipo de ferramenta (Tabela 2). A ferramenta UBI® da *Schlumberger*, por exemplo, pode rotacionar em duas direções distintas, a primeira no sentido anti-horário, para medidas exclusivas da parede do poço, e a segunda no sentido horário, que mede propriedades do fluido no poço (Schlumberger, 2002) - Figura 6.

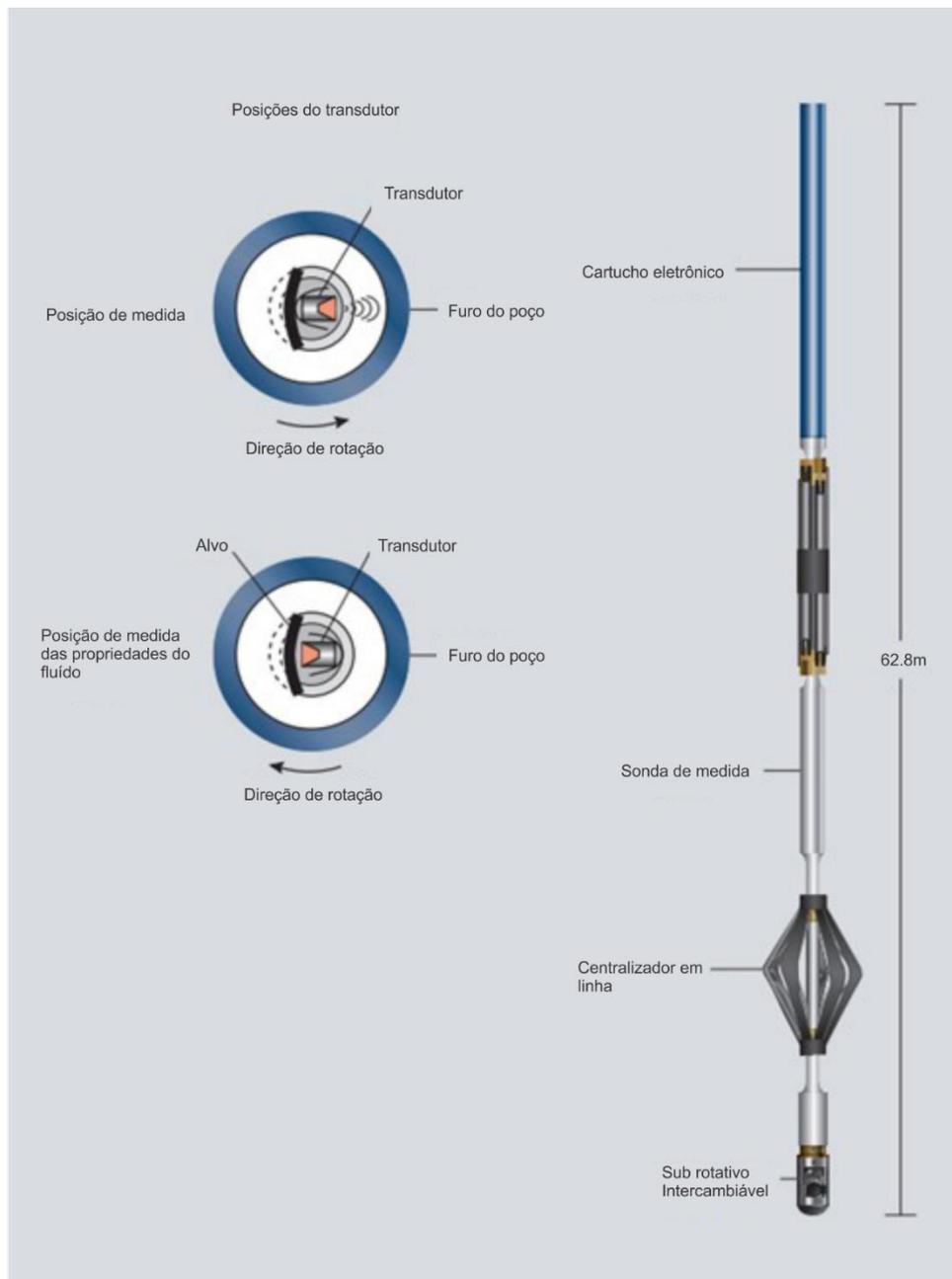


Figura 6 – Configuração da ferramenta UBI e como é feita a aquisição. (Adaptado de Schlumberger 2002).

As ferramentas atuais fazem em média 180 medidas por revolução, enquanto as ferramentas mais antigas na ordem de 600 medidas por revolução. As velocidades de perfilagem e de rotação do transdutor estão diretamente ligados a resolução vertical da ferramenta de modo que, as respostas melhoram com aumentos dos contrastes de impedância acústica e com menores rugosidades na parede do poço, e pioram com a diminuição dos mesmos. Em razão disso, para se obter resolução semelhante à do perfil de imagem resistiva,

as ferramentas acústicas mais novas apresentam mais baixos valores de velocidade de perfilagem que dessa maneira permitem medir esses fatores inerentes a formação rochosa de maneira mais acurada se comparada às maiores velocidades das ferramentas mais antigas. (Lagraba *et al.*, 2010). A profundidade de investigação é zero, pois a ferramenta apenas detecta a imagem da face exposta da rocha no furo com uma área de cobertura azimutal de 100%, diferentemente das ferramentas resistivas. A resolução vertical varia de acordo com a velocidade de perfilagem, que normalmente é mais devagar que as outras ferramentas em poços abertos. A ferramenta CBIL, por exemplo, rotaciona a uma taxa de 6 revoluções por segundo com uma resolução vertical da ordem de 0,8 cm ou 0,3 polegadas, com uma velocidade de perfilagem de 365 m/h (Hurley *et al.*, 2004). A orientação e desvio do furo são computados por um dispositivo de orientação anexado que apresenta magnetômetros de eixos x, y e z. Leituras de acelerômetros podem ser ou não gravadas.

As ferramentas de imagem acústicas não dependem de condutividade elétrica, logo podem ser usadas com fluídos de perfuração não-condutivos. Para poços perfurados com lama base óleo, este tipo de aquisição de imagem apresenta extrema relevância, como é o caso dos reservatórios carbonáticos perfurados na seção Pré-sal da Bacia de Santos. Devido a dispersão do sinal, as imagens acústicas não funcionam com a mesma efetividade em lamas com pesos acima de 1,44 kg/l, o mesmo vale para poços com diâmetros superiores a 30 cm devido ao seu alto tempo de trânsito.

As medidas da propriedade física de amplitude são definidas em termos de uma escala de variedade de cores, que é representada por uma faixa de valores respectivos, os quais refletem características do meio rochoso (figura 7). Por convenção, cores escuras (marrom escuro e preto) são relativas a baixas amplitudes que geralmente são relacionadas a folhelhos, irregularidades do poço (desmoronamentos e dissoluções), e fraturas preenchidas por fluídos. Cores mais claras de branco a marrom pálido são relativas a altas amplitudes que geralmente são relacionadas a rochas mais cimentados, carbonatos e

qualquer outro tipo de característica que se comparado a matriz, tem maior amplitude, como por exemplo, concreções e nódulos de sílica.

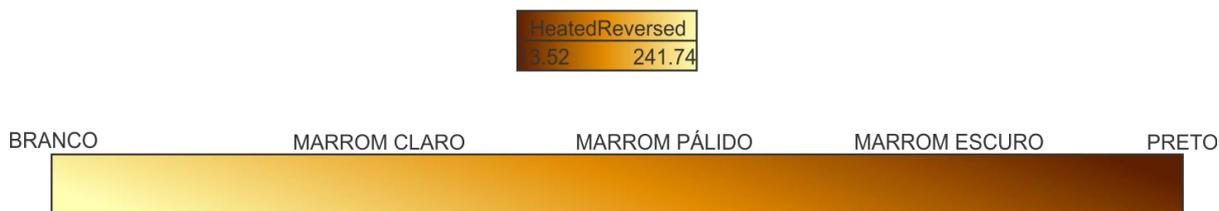


Figura 7: Faixa de valores respectivos referentes a cada uma das cores definidas. Quanto menor o valor da variável amplitude, sua cor tende a colorações escuras, quanto maior, tende a colorações mais claras. Fonte: O autor.

As medidas da propriedade física de tempo de trânsito são também definidas em termos de escala de variedade de cores, de maneira semelhante ao anterior (figura 8). Por convenção, cores escuras representam altos tempos de trânsito sendo geralmente relacionado a regiões “vazias” que são representadas por locais com alta dissolução, ou arrombamento de poço (*breakouts*). Já cores claras, de branco a marrom pálido, são relacionadas a rochas mais fechadas, que não apresentem descontinuidades marcantes, como locais de alta cimentação após processos diagenéticos e de silicificação.



Figura 8: Faixa de valores respectivos referentes a cada uma das cores definidas. Quanto menor o valor da variável tempo de trânsito, sua cor tende a colorações mais claras, quanto maior, tende a colorações mais escuras. Fonte: O autor.

Tabela 2 - Tipo de ferramentas de imagem acústica mais comuns e as respectivas companhias que fornecem o serviço. (adaptado de Hurley et al., 2004).

Companhia	Nome Comercial
Halliburton	CAST (Circumferential Acoustic Scanning Tool)
Schlumberger	UBI (Ultrasonic Borehole Imager)
Baker Hughes	CBIL (Circumferential Borehole Imaging Log)
Baker Hughes	STAR (Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager)

5.4 Artefatos de imagens de perfis geofísicos

Artefatos de imagem são feições que não apresentam relação geológica, de modo que, não representam as reais características das rochas perfiladas (Al-Khabbaz *et al.*, 2012). Estas feições dificultam e até mesmo impossibilitam a interpretação dos perfis de imagem, sendo importante a sua localização e mitigação pelo intérprete. Caso isso não seja controlado, induzirá a interpretações errôneas, principalmente diante de reservatórios muito heterogêneos e poderá comprometer a caracterização geológica do arcabouço rochoso. Inicialmente, Bourke *et al.* (1989) observou artefatos de imagem apenas em imagens microrresistivas, mas já é possível reconhecê-los também em imagens acústicas (Lofts & Bourke, 1999). Em geral, os artefatos são relacionados e classificados segundo três dos principais processos de exploração, exemplos de cada um deles são aqui expostos: i) a perfuração, resultando em artefatos denominados por *breakouts*; ii) a perfilagem, gerando feições tipo marcas de arraste; e iii) o processamento propriamente dito das imagens, que

podem resultar em artefatos classificados como “favos de mel” (Al-Khabbaz *et al.*, 2012; Lofts & Bourker, 1999).

No presente trabalho, os principais tipos de artefatos que afetaram os perfis do poço estudado foram mais bem observados nas imagens acústicas e dos dois primeiros tipos (*breakouts* e marcas de arraste), sendo devidamente identificados e desconsiderados no processo de interpretação geológica.

Os *breakouts* são resultados das diferenças do campo de tensão atuante na parede do poço com a pressão do fluido de perfuração (Figura 9). Quando essa concentração de estresse excede a resistência do material rochoso (Barton *et al.*, 2002) esse fenômeno ocorre. Nos perfis de imagem aparecem como duas estruturas separadas por ângulo de 180 graus (Figura 10).

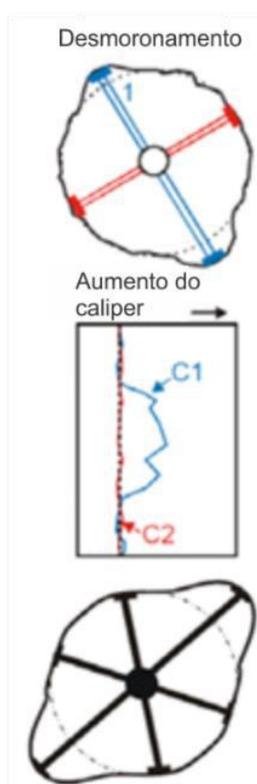


Figura 9 – Representação em planta da geometria de um desmoronamento (*breakout*), causando deslocamento da parede do poço chamado de “ovalização” do poço na direção preferencial de stress mínimo (S_h). (Rajabi *et al.* 2014).

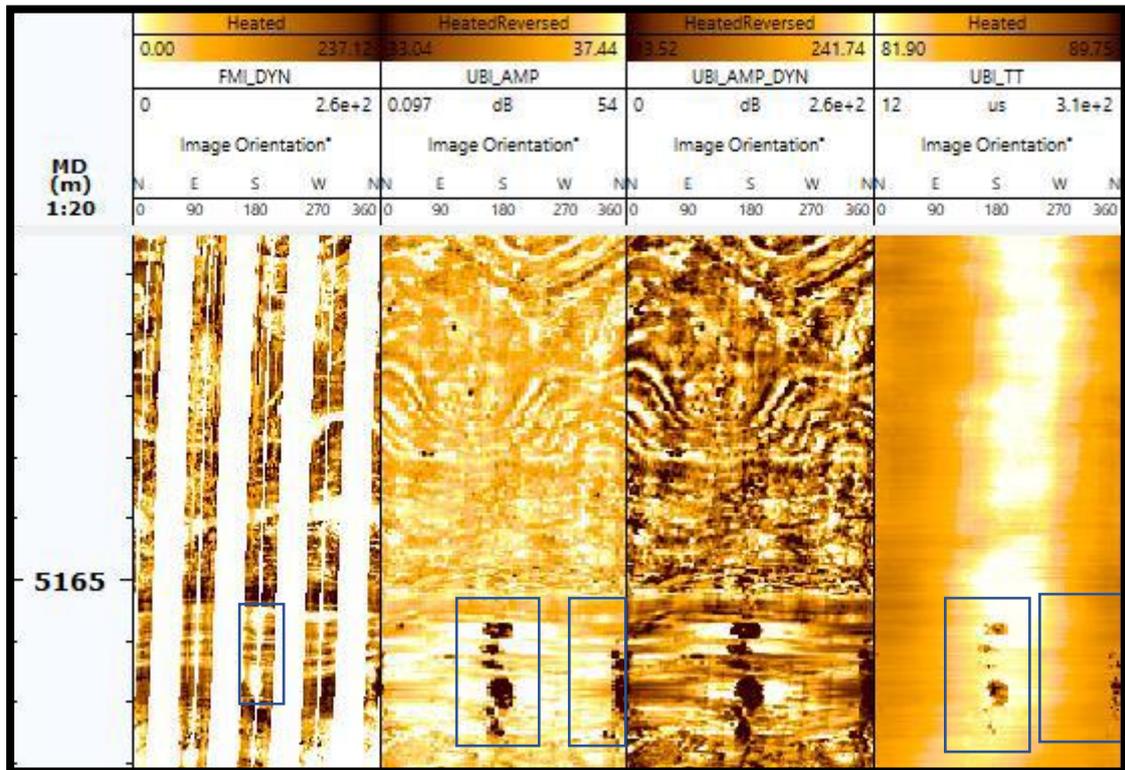


Figura 10 – Exemplos de breakouts no poço de estudo. Os retângulos em azul destacam como a feição aparece nos perfis de imagem resistivo dinâmico (FMI_DYN), acústico de amplitude estático (UBI_AMP), dinâmico (UBI_AMP_DYN) e de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

As marcas de arraste e de amostradores laterais são outros tipos de artefatos comuns no processo de perfilagem e de aquisição de dados exploratórios (Figura 11). Ambos podem comprometer a interpretação se não forem considerados como feições não geológicas. O primeiro ocorre em relação a corridas anteriores que afetaram a parede poço. O perfil de imagem acústico, por se tratar de uma ferramenta com o raio de investigação raso (parede do poço) pode imagear as marcas que os patins da ferramenta resistiva, por exemplo, possam ter deixado na parede do poço. O segundo está relacionado a retirada de amostras laterais para ensaios petrofísicos e para calibração de profundidade da perfilagem.

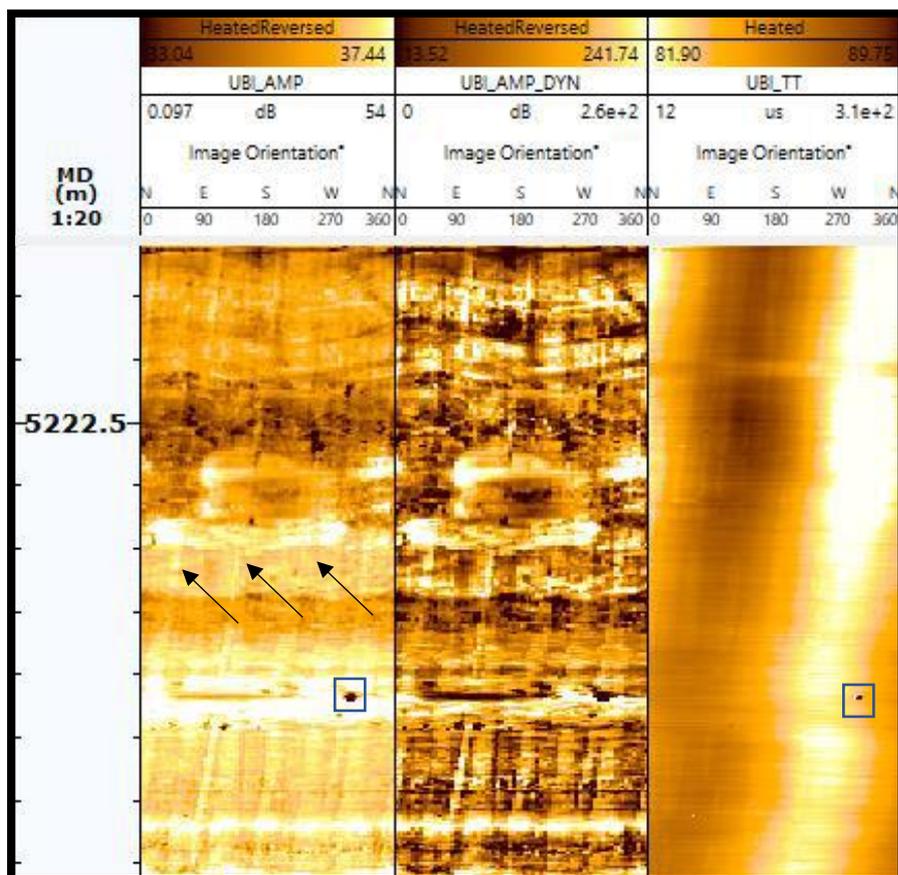


Figura 11 – Marcas de arraste (setas pretas) de ferramenta de perfilagem (feições verticalizadas) e marcas de retirada de amostras laterais (retângulos azuis) relativos a corridas anteriores ao da própria ferramenta de aquisição de imagem acústica, imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP) – primeira pista, dinâmica (UBI_AMP_DYN) - segunda pista e de tempo de trânsito (UBI_TT) - terceira pista. Fonte: O autor.

As estruturas em formato de “favos de mel” (Figura 12) são formadas por ganhos de amplitude na imagem acústica devido ao processo dinâmico da aquisição do dado (Al-Khabbaz *et al.*, 2012). Caso esse controle não seja feito de maneira correta, essa feição “pixelada” aparecerá nas imagens de amplitude.

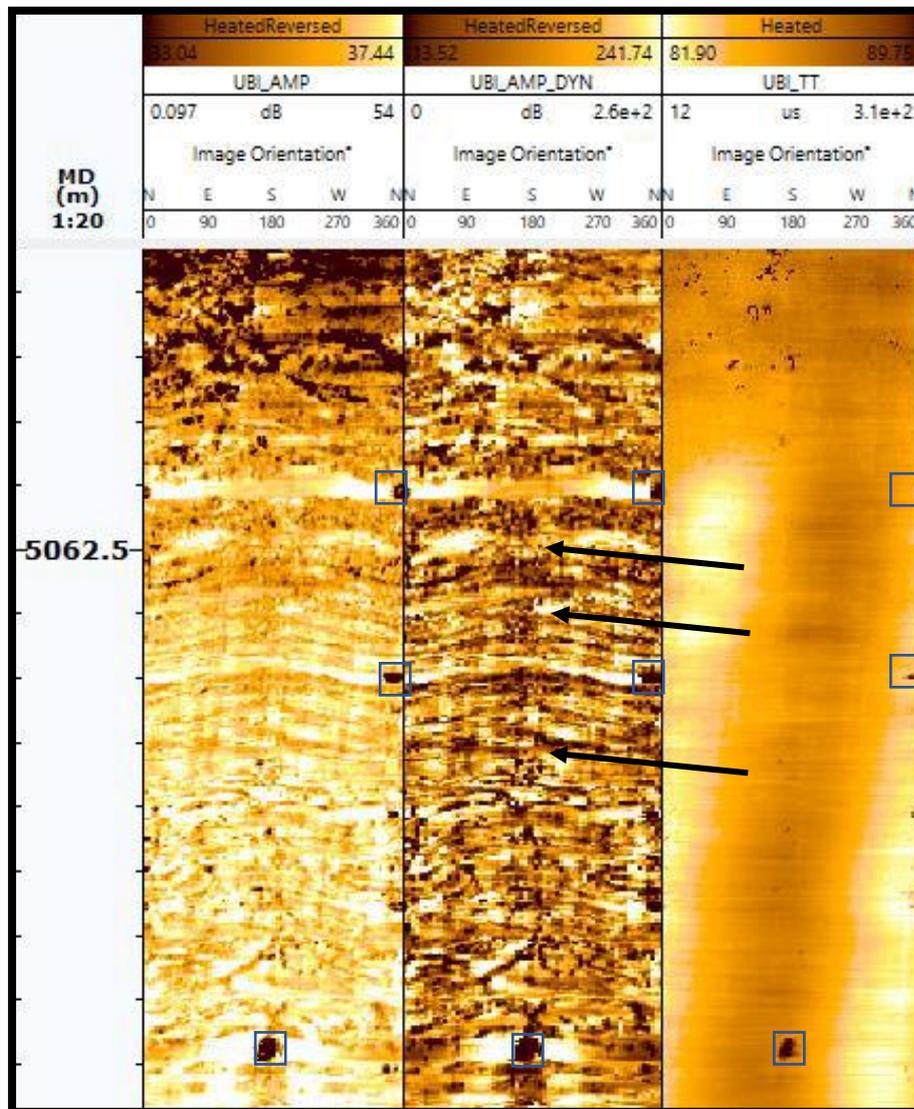


Figura 12 – Marcas de retirada de amostras laterais (retângulos azuis) e feições de “favos de mel” (setas pretas) nas imagens acústicas de amplitude estática (UBI_AMP), dinâmica (UBI_AMP_DYN) e de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

Esses são alguns exemplos de artefatos de imagem que são comumente encontrados em diversos trabalhos. Suas identificações são de extrema importância na definição de fluxos de trabalhos interpretativos dos perfis de imagem, bem como, a aplicação de técnicas apropriadas para minimizar tais problemas (Al-Khabbaz *et al.*, 2012).

6 ESTADO DA ARTE

Diversos autores utilizam os perfis de imagem para caracterizar geologicamente reservatórios de hidrocarbonetos ao redor do mundo. Segundo Akbar *et al.* (1995), para identificar e classificar esses reservatórios é necessária a avaliação do paleoambiente de sedimentação das rochas, etapa crucial para o entendimento de sua possível geometria e o detalhamento e correlação de fácies de poço a poço, a fim de construir um modelo tri-dimensional da área de avaliação. Neste mesmo trabalho, os autores descrevem que os perfis de imagem nunca poderão ser substitutos das análises de testemunhos, se assemelhando ao que Goodall *et al.* (1998) afirmou sobre a importância na integração dos dados de imagem com os de testemunho. Qualitativamente para esses autores, é possível fazer uma calibração entre os resultados adquiridos pela análise dos perfis de imagem com os tais testemunhos, de maneira a criar um modelo de fácies por imagem que seja representativo para o campo ou poço estudado. Para tal, é necessário que seja estabelecido critérios na avaliação de elementos visuais vistos nos perfis de imagem com o que é visto em testemunho (por exemplo, laminações onduladas, bioturbação, porosidade causada por dissolução, fraturas, cavernas e texturas de tamanho de grãos). Secundariamente, é preciso observar se as mudanças nas características das texturas das imagens (em escala métrica ou decimétrica) correspondem as mudanças em tipos litológicos ou em características sedimentares das fácies (arenitos com acamamentos ondulados ou carbonatos vulgares, como por exemplo). Uma vez feita a calibração dos dados, esses tipos de características podem ser extrapolados para o restante do poço com maior confiança. Segundo Thompson (2000), Muniz e Bosence (2008) e Wilson *et al.* (2013), independentemente se os poços são testemunhados ou não, as ferramentas de imagens acústica e resistiva tem-se provado importantes na identificação e interpretação textural de rochas em subsuperfície.

Os atributos de maior relevância avaliados através das imagens, são: ocorrência de fraturas e falhas, bem como suas orientações, fator de abertura das fraturas, interpretação estratigráfica através do reconhecimento de discordâncias, interpretação sedimentológica pela identificação da variação textural e da presença de estruturas sedimentares, arrombamentos de poços, interpretação de zonas de estresse *in situ* (Lai *et al.*, 2018).

Recentemente, Donselaar e Schmidt (2010), Brekke *et al.* (2017) e Lai *et al.* (2018), admitiram que os perfis de imagem apresentam potencial para interpretação direta das características sedimentares de rochas reservatório. O grande desafio, segundo esses autores, é estabelecer um conjunto de critérios diagnósticos para a classificação das fácies, através dos quais, os perfis de imagem possam ser traduzidos para características sedimentares propriamente ditas, como sequências de acamamentos e sucessões verticais de mudanças na granulometria (gradação normal ou inversa).

A definição de fácies por perfis de imagem é baseada, principalmente, no aspecto visual dos perfis, que corresponde a uma combinação de cores sucessivas. Segundo Muniz e Bosence (2015), o método para interpretar as fácies a partir da imagem incluem padrões de variação de cor, imageamento de texturas e estruturas sedimentares nas imagens. Neste trabalho, os autores fazem uma separação estratigráfica da seção Pré-sal da Bacia de Campos, especificamente da Formação Macabu, que pertence ao Grupo Lagoa Feia (correlacionado a Formação Barra Velha da Bacia de Santos). A pesquisa se baseou nos 220 metros superiores de um poço localizado no sul da bacia. Tal poço, não apresenta testemunhagem convencional, mas sim um conjunto de perfis geofísicos somados a um número limitado de amostras laterais e lâminas delgadas. Os critérios utilizados para separar cada tipo de fácies foram os seguintes: padrões de variações de cores, imageamento de texturas sedimentares e estruturais e, por fim, estruturas diagenéticas. Foi utilizado o tipo padrão para classificação dessas rochas, segundo Tucker (1982).

As fácies traduzidas apenas pelos perfis de imagem apresentam um número mais amplo de litologias que dessa maneira, puderam ser reconhecidas 9 (nove) fácies, que apresentavam características resistivas e acústicas diferentes, codificadas em uma variação de cor entre amarelo pálido até marrom escuro em ambas as imagens estáticas e dinâmicas (Figura 13). As fácies foram interpretadas em correspondência texturais que vão de folhelho (BHI-2) e argilitos (BHI-5), que representam ambientes de baixa energia, até *grainstones* (BHI-6) e *rudstones*, interpretados como ambientes de mais alta energia; laminitos autóctones (BHI-7), estromatólitos (BHI-8) e trombólitos (BHI-9) também são identificados segundo seus formatos externos distintos e suas estruturas internas; fácies contorcidas, deformadas por fluxos gravitacionais (BHI-4) e fácies diagenéticas modificadas como brechas (BHI-1), também puderam ser identificadas.

Fácies BHI		Fácies Interpretadas	Características	Cor	Estruturas	Resistividade	Comentários
BHI-1	Modificado	Brecha	Quebrado, deformado, descontínuo	Marron claro	Clastos angulares? difuso, contorcido	Alta	Aspecto irregular, feepee, etc...
BHI-2	Terrígeno	Folhelho	Laminação fina	Marron escuro	Laminado	Baixa	Alta resistividade quando rico em matéria orgânica ou nódulos calcícos
BHI-3		Marga	Laminação grossa	Marron claro	Bioturbado	Média a alta	
BHI-4		Conglomerado/detritos/deslizamento	Homogêneo, caótico, contorcido	Médio a marron escuro	granulometria grossa, sem estruturas aparentes	Média a alta	
BHI-5		Lamito	Aspecto massivo	Marron claro	Homogêneo, blocoso	Alta	
BHI-6	Alóctone	Grainstone	Granular	Marron claro a médio	Homogêneo, Estratificações	Intermediária	Amostra latera SC1
BHI-7	Autóctone	Laminito	Laminado, distinto do BHI-2 e do BHI-3	Marron claro a médio	Crenulado	Alta a média	Resistividade varia em razão da heterogeneidade e textura dos poros
BHI-8		Estromatolito	Colunar	Marron claro a médio	Laminado	Alta a média	Sc2, SC3, SC5 e SC6
BHI-9		Trombolito	Formatos irregulares, caótico	Cor clara difusa	Difuso, sem estruturas aparentes	Alta	Sc4

Fácies modificadas	Terrígeno			Carbonato alóctone		Carbonato autóctone		
BHI-1 (Brecha)	BHI-2 (Folhelho laminado)	BHI-3 (Marga)	BHI-4 (Conglomerado clasto suportado)	BHI-5 (Lamito)	BHI-6 (Grainstone/ rudstone)	BHI-7 (Laminito microbial)	BHI-8 (Estromatolito)	BHI-9 (Trombolito)
								

Figura 13 –Características utilizadas para separar os tipos de fácies diferentes. (quadro superior) Representação do perfil de imagem das fácies descritas (quadro inferior). (Adaptado de Muniz e Bosence 2015).

Em seu estudo de caso, Lai *et al.* (2018) definem 9 (nove) tipos de fácies por perfis de imagem levando em consideração: a) aparência; b) contrastes de resistividade; c) capacidade de ajuste das ondas senoidais; e d) interpretação. A diferença entre os dois tipos de fácies identificadas como fácies laminadas e fácies com estratificação cruzada, é que a última se demonstra com padrão de ângulos de mergulho dos acamamentos mais íngremes e por um complexo empilhamento de camadas (Figura 14). A fácies com estratificação cruzada, por exemplo, apresenta as seguintes características: a) mergulhos abruptos laminados, com sequências contínuas e largas de ondas senoidais em ambas as imagens

estática e dinâmica; b) contraste de resistividade excelente; c) capacidade de ajuste das ondas senoidais excelente, e são interpretados como arenitos com estratificação cruzada depositados em ambientes de alta energia. Já as fácies laminadas, apresentam as seguintes características: a) curvas senoidais escuras e claras contínuas, laminações bem desenvolvidas em escala milimétrica com baixos ângulos de mergulho, “densidade de laminações” superior a dez por metro; b) contraste de resistividade excelente; c) capacidade de ajuste das ondas senoidais também excelente, e são interpretados como siltitos laminados, arenitos com estratificações cruzadas de baixo ângulo ou acamamento paralelo e arenitos argilosos.

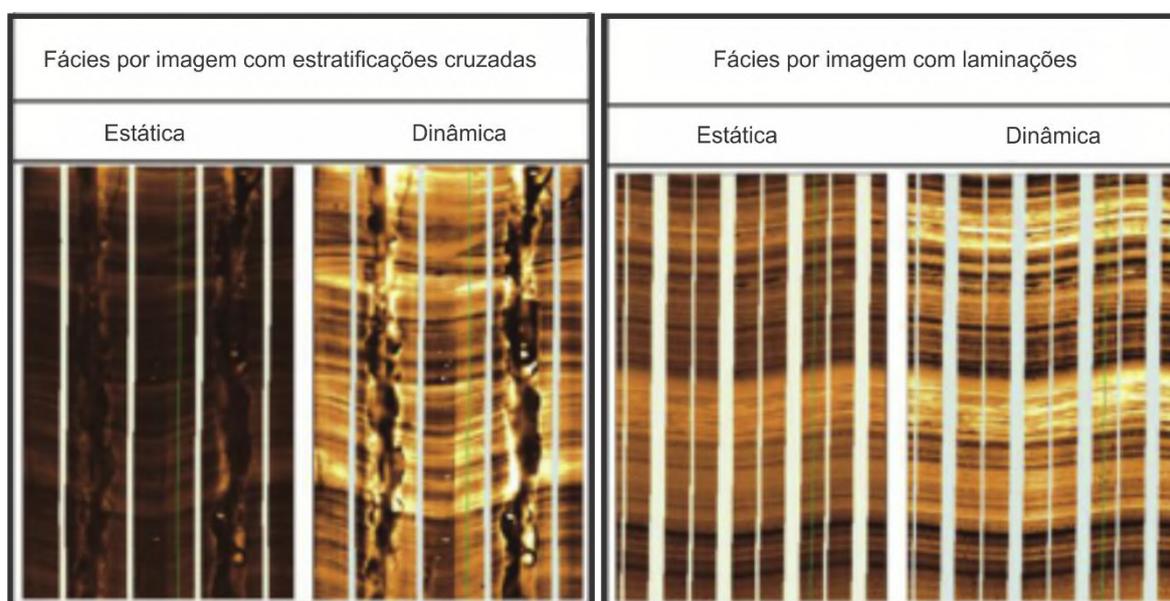


Figura 14 – Comparação entre as imagens estáticas e dinâmicas das duas fácies identificadas, cores mais claras em feições resistivas e cores escuras menos resistivas (condutivas). (Adaptado de Lai et al. 2018).

O trabalho de Fornero *et al.* (2018), fez uma caracterização estrutural e faciológica de rochas vulcânicas e vulcanoclásticas no poço 1-BRSA-1050-SPS no sul da Bacia de Santos, através de perfis de imagem e correlação com análogos. Vale ressaltar que o perfil de imagem geralmente não apresenta qualidade satisfatória na avaliação de rochas ígneas, pois existem efeitos negativos, como por exemplo, anomalias magnéticas geradas nos dados de inclinometria devido a desorientação dos magnetômetros (Fornero *et al.*, 2018), bem

como a dificuldade de reconhecer estruturas desse tipo de rochas nos perfis de imagem (Millet *et al.*, 2015). Tal problema, ocorre por interferência da magnetização de elementos ferromagnéticos presentes em alguns minerais comuns em rochas ígneas, quando são submetidos previamente a um campo magnético muito forte, como no princípio da aquisição da ferramenta de ressonância magnética (Fornero *et al.*, 2018).

Fornero *et al.* (2018) observaram diversas estruturas e fácies com base, principalmente, nos contrastes de amplitude acústica e resistividade elétrica. O perfil acústico foi de suma importância, para a visualização das estruturas, graças as informações geradas pelos contrastes da refletividade de energia das mesmas. Já o perfil resistivo, atuou como recurso complementar para validação do que foi visto nas imagens acústicas, uma vez que o tipo de ferramenta microrresistiva utilizada foi convencional para poços perfurados com fluído a base de óleo e por apresentar menor resolução em relação a poços perfurados com fluído a base de água.

Foram reconhecidas fraturas semiabertas com preenchimento parcial e fechadas com preenchimento total (Figura 15), compostos por carbonatos, argilominerais e óxidos de ferro.

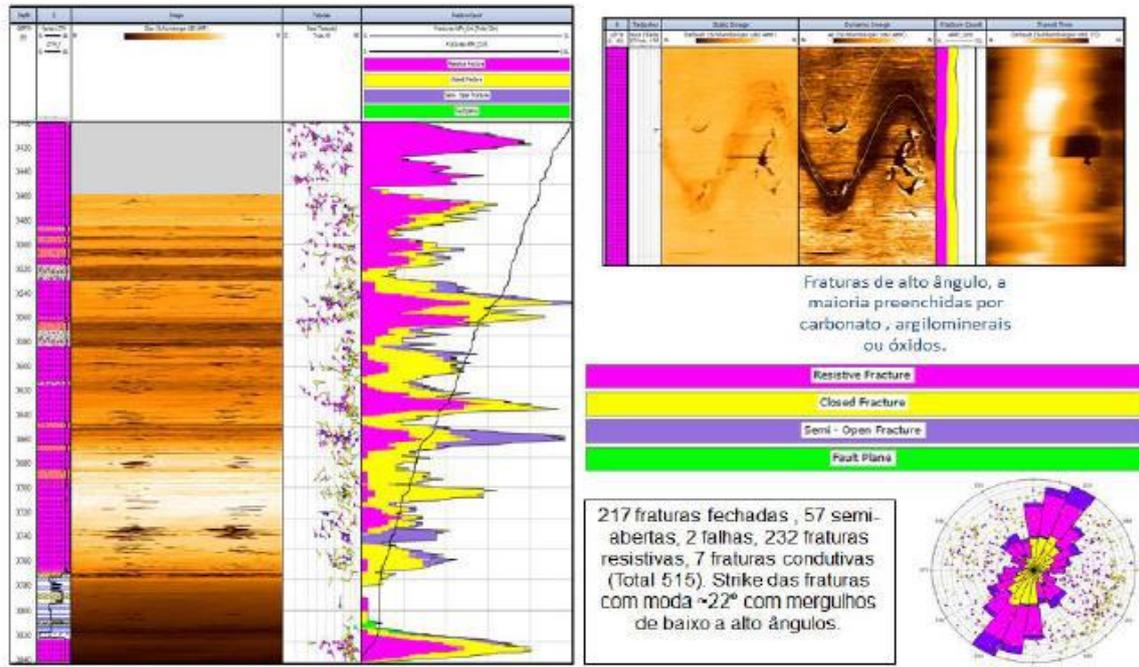


Figura 15 – Demonstração em perfil de imagem dos tipos de estruturas encontradas no estudo. (Fornero et al., 2018).

As propriedades de permeabilidade e porosidade efetiva das rochas são os dois mais importantes fatores petrofísicos que devem ser determinados para o entendimento da distribuição de óleo e gás em um campo, bem como, para a tomada de decisões se um poço é explorável ou não. De Luca *et al.* (2017), utilizou os perfis de imagem resistivas para entender o arcabouço poroso das acumulações de hidrocarbonetos denominada de descoberta Pão de Açúcar (PdA), na Bacia de Campos. Segundo os autores, em amostras laterais não foi possível observar a presença de macroporos, enquanto foram observados em perfis de porosidade por RMN (Ressonância magnética nuclear) e inferidas para o caso do perfil de imagem resistiva. Megaporos foram geneticamente relacionados a macroporos, ocorrendo apenas em zonas preferenciais com altas taxas de dissolução, geralmente relacionadas ao longo de planos de fratura, ocasionando a formação de porosidade vulgar (De Luca *et al.*, 2017). Tais tipos de poros são observáveis apenas em perfis de imagem resistiva como porosidade cavernosa (Figura 16).

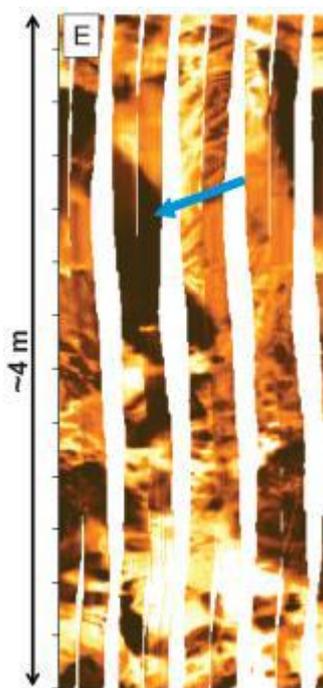


Figura 16 – Representação de megaporosidade vista em perfil de imagem resistiva. A coloração escura indica provável preenchimento do poro por água, uma vez que feições condutivas estão relacionadas a tons mais escuros. (De Luca *et al.*, 2017).

Para muitos petrofísicos, os perfis de imagem ainda são considerados ferramentas complementares, que ajudam apenas na caracterização de fraturas, avaliação de formação, identificação de arrombamentos (Hurley *et al.*, 2004), bem como para análise sedimentológica ou avaliação e detecção de acamamentos, como vistos nos trabalhos de Lai *et al.* (2018) e de Fornero *et al.* (2018). Porém, é observado também que na indústria de óleo e gás esse tipo de ferramenta pode ser utilizado para expressar parâmetros petrofísicos (permeabilidade e porosidade) que ajudam na caracterização do reservatório como um todo.

O trabalho de Zheng *et al.* (2021) faz uma classificação de eletrofácies utilizando métodos de *machine learning* em tipos de reservatórios paleocársticos da bacia de Tarim na China. Apesar de não estarem atrelados ao *play* Pré-sal da Bacia de Santos, tais depósitos apresentam características semelhantes em termos da variabilidade litológica e diagenética das rochas lá encontradas. O campo de Tahe apresenta unidades litoestratigráficas ordovicianas compostas principalmente por dolomitos e calcários (Figura 17).

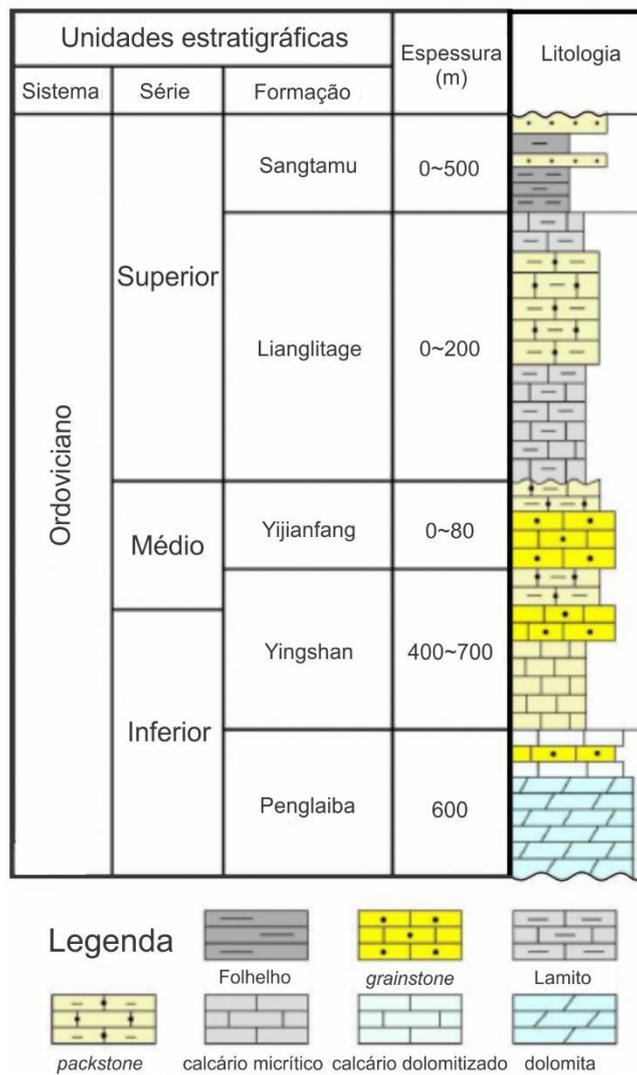


Figura 17 – Coluna litoestratigráfica do campo de Tahe (Adaptado de Zheng et al., 2021).

Essa sequência estratigráfica apresentada, passa por uma série de processos erosivos e de carstificação, relacionados ao soerguimento Akekule durante as orogenias Caledoniana e Herciniana. O trabalho contou com diversas amostras de testemunho e poços dentro do campo estudado que foram usadas para a calibração do perfil de imagem resistiva e para analisar a geologia característica dos reservatórios paleocársticos, como o tamanho das cavernas, a sedimentação, preenchimento químico e brechas. Além disso, os dados de imagem resistiva (FMI) foram de 8 poços que serviram para identificar e calibrar as eletrofácies definidas, e a utilização dos perfis convencionais serviram para estabelecer o modelo de predição de eletrofácies.

Algoritmos de aprendizado de máquina foram aplicados para identificar quais os tipos de perfis que são mais significativos ao caracterizar o estrato ordoviciano do campo estudado. A escolha desses perfis foi crucial na acurácia da identificação litológica, pois nem todos os perfis de poço são sensíveis a variações na litologia. Sendo assim, os perfis que melhor refletiram as mudanças em rochas carbonáticas foram: GR, AC (perfil sônico), CNL (porosidade neutrão), DEN (densidade), RD (resistividade profunda), RS (resistividade rasa) e COND (relação entre a condutividade lateral rasa menos a condutividade lateral profunda).

Por fim, foi feita a soma dos perfis convencionais mais relevantes com o perfil de imagem resistiva para criar um modelo de predição de eletrofácies para caracterizar o campo de Tahe na China (Figuras 18 e 19).

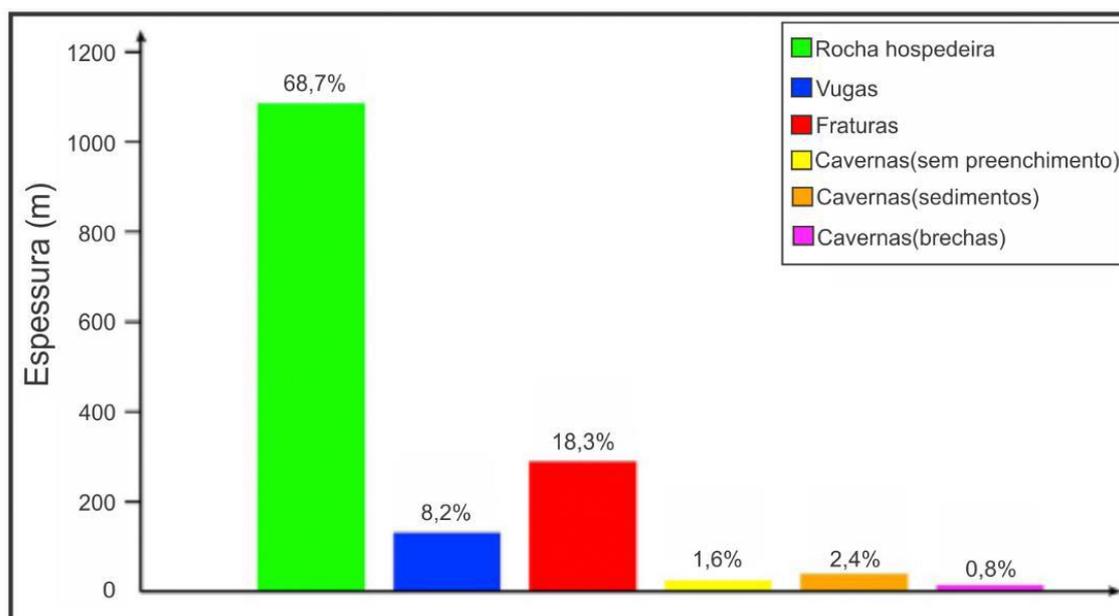


Figura 18 – Tipos de eletrofácies definidas pelo modelo. (Adaptado de Zheng et al., 2021).

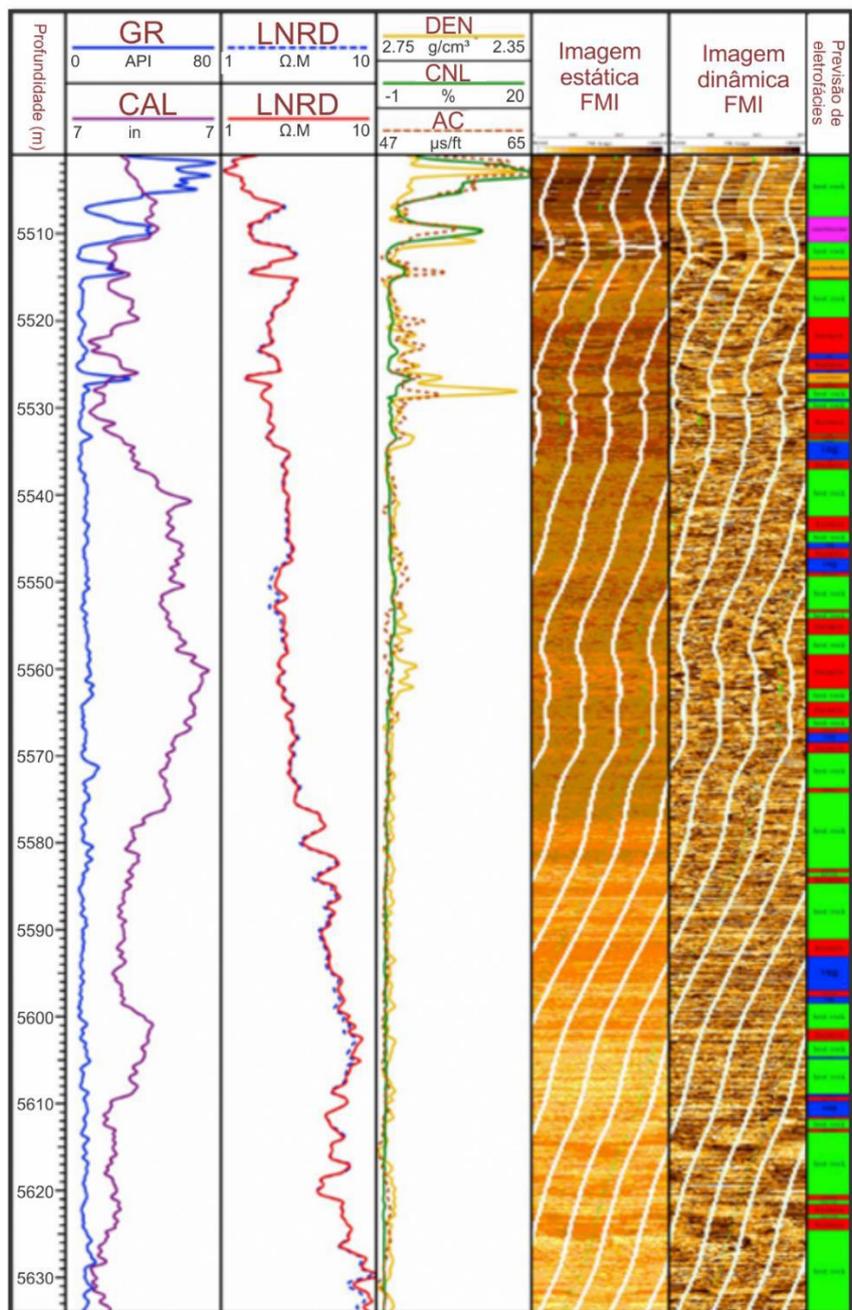


Figura 19 – Previsão de eletrofácies de um dos poços analisados no trabalho. (Adaptado de Zheng et al., 2021).

O uso combinado de múltiplos algoritmos de aprendizado de máquina e o quadro de imagem resistiva (figura 20) forneceram uma referência para estabelecer o modelo de predição para esse reservatório e para outros campos de óleo semelhantes. Como as variações geológicas influenciam a acurácia do modelo de predição foi recomendável que a predição de eletrofácies fosse feita para diferentes zonas.

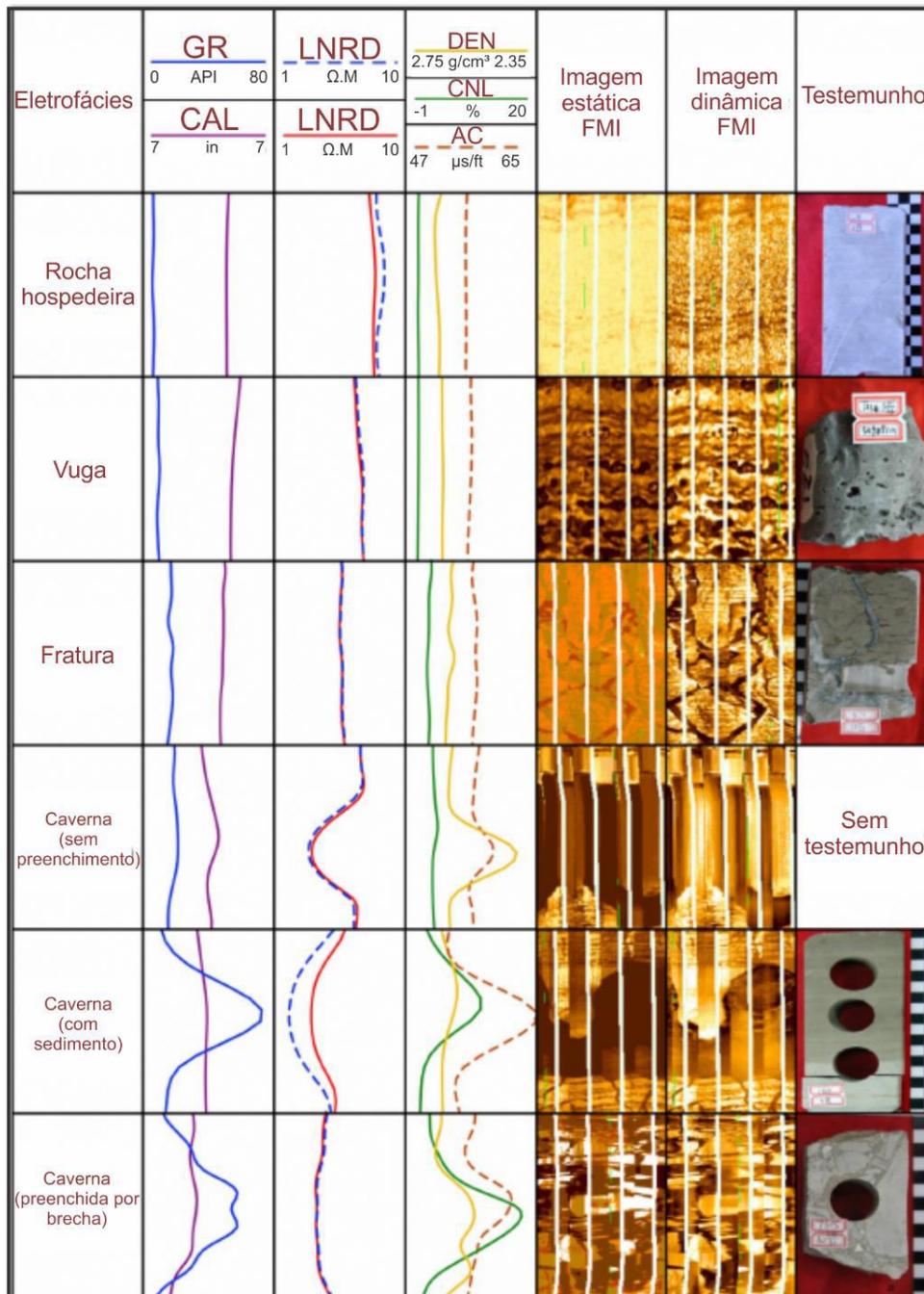


Figura 20 – Quadro relacionando o perfil de imagem com o testemunho e perfis convencionais de poço. (Adaptado de Zheng et al., 2021).

Compreende-se que os perfis de imagem são úteis tanto para a caracterização sedimentológica, estrutural e estratigráfica, quanto para compreensão de propriedades petrofísicas básicas como a porosidade, permeabilidade e a saturação de fluídos. Contudo, a criação de modelos geológicos e petrofísicos para o Pré-sal ainda carece de fundamentos, uma vez que, correlações rocha x perfil para este intervalo ainda são escassos.

7 MATERIAIS E MÉTODOS

Os materiais utilizados neste estudo são referentes a um poço do campo de Sapinhoá, que correspondem aos perfis elétricos, dados de petrofísica básica de laboratório, bem como, informações de rochas e fluídos. Todos esses dados foram disponibilizados gratuitamente segundo as condições de acesso para instituições acadêmicas de acordo com a resolução N° 757/18 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Esse poço foi escolhido em razão do volume de dados sob tutela do projeto Pré-sal do Laboratório de Geologia Sedimentar (Lagesed-UFRJ), sendo os principais, grande intervalo testemunhado e descrito, disponibilidade dos dois tipos de perfil de imagem tanto o resistivo quanto acústico e a grande diversidade de feições geológicas que puderam ser analisadas. Na tabela abaixo consta a listagem completa dos dados utilizados neste estudo (Tabela 3).

Tabela 3 – Lista de dados do poço A utilizados no estudo.

DADOS ANP		
PERFIL	PROPRIEDADES MEDIDAS	MNEMÔNICO DA CURVA
CALIPER	DIÂMETRO DO POÇO	HCAL
GAMMA RAY	RADIOATIVIDADE NATURAL DA FORMAÇÃO	HGR
DENSIDADE	DENSIDADE	RHOZ
NEUTRON	ÍNDICE DE HIDROGÊNIO	NPHI
SÔNICO	VELOCIDADE DE ONDAS SÔNICAS	DTCO
RESISTIVIDADE	RESISTIVIDADE DA FORMAÇÃO RASA e PROFUNDA	AT20 e AT90
RESSONÂNCIA MAGNÉTICA (NMR)	POROSIDADE EM TERMOS DOS FLUÍDOS CONTIDOS NA ROCHA	CMFF (Fluído livre), CMRP_3MS (Porosidade efetiva), TCMR (Porosidade total) e BFV (fluído irreduzível).
ESPECTROSCOPIA DE CAPTURA ELEMENTAR (ECS)	LITOGEOQUÍMICA DAS ROCHAS	DWSI_WALK2 (Fração de peso do silício, DWCA_WALK2 (Fração de peso do cálcio).
IMAGEM ACÚSTICA (UBI)	IMAGENS EM FUNÇÃO DE AMPLITUDE E TEMPO DE TRÂNSITO	UBI_AMP, UBI_AMP__DYN e UBI_TT
IMAGEM MICRORESISTIVA (FMI)	IMAGENS EM FUNÇÃO DE VARIAÇÕES RESISTIVAS	FMI_DYN e FMI_STAT
DADOS DE ROCHA: FOTOS DO TESTEMUNHO, PETROFÍSICA BÁSICA		

O projeto de pesquisa Pré-sal cedeu para o presente estudo, imagens obtidas do testemunho por escaneamento digital através do equipamento DMT CoreScan e a tabela com a classificação litofaciológico desenvolvida pelos pesquisadores do projeto ao longo do trecho testemunhado do poço. Tal classificação seguiu uma abordagem metodológica própria desenvolvida pela equipe do projeto e que se encontra em processo de divulgação. Vale ressaltar que estes dados não são produtos deste presente estudo e foram utilizados somente como suporte para a melhor compreensão das unidades interpretadas, como pode ser visto no capítulo 9 - Discussões.

Na avaliação petrofísica foi utilizado o *software* TECHLOG®¹ e o *software* *Interactive Petrophysics* (IP®)² disponibilizados pelas companhias de serviço Schlumberger e Lloyd's Register, respectivamente, através de licença acadêmica, para o controle de qualidade, processamento e interpretação dos dados, bem como o *software* Excel®³ para tratamento dos dados descritivos utilizados. Toda a análise desenvolvida neste estudo concentrou-se apenas no trecho testemunhado do poço.

Para que pudesse ser atingido o objetivo do trabalho proposto, foram seguidos os seguintes passos, como ilustrados abaixo (Figura 21):

¹ TechLog 64 2018.2 ™Schlumberger

² IP ™ Lloyd's Register 2021

³ Excel 2016 ™Microsoft Office 16

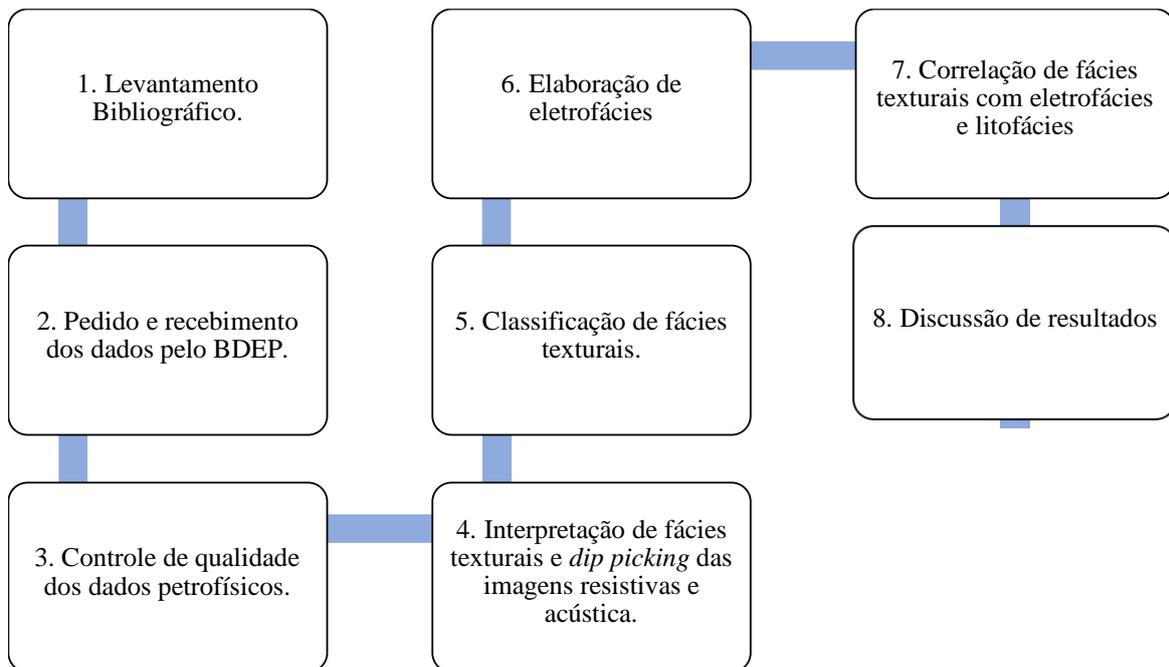


Figura 21 – Ciclograma metodológico.

7.1 Controle de qualidade dos dados petrofísicos convencionais e especiais

A análise geral dos dados geofísicos do poço (Figura 22) visa identificar e corrigir, quando viável, possíveis erros de leitura durante a aquisição do dado ou problemas que possam tornar alguns dos dados inutilizáveis. Algumas das principais incongruências nos dados tem como origem zonas de arrombamento da parede do poço, identificada através da interpretação do perfil de *caliper*; zonas de possíveis aderências da ferramenta na parede do poço devido a rugosidade da formação; e checar diferenças de profundidade entre os diferentes perfis geofísicos, resultado de manobras e arranjo de ferramentas durante as operações de perfilagem.

Para a correção de profundidade, foi utilizado como referência o perfil de raios gama adquirido em conjunto com o arranjo da ferramenta de leitura de resistividade (AIT-PEX) (Figura 23).

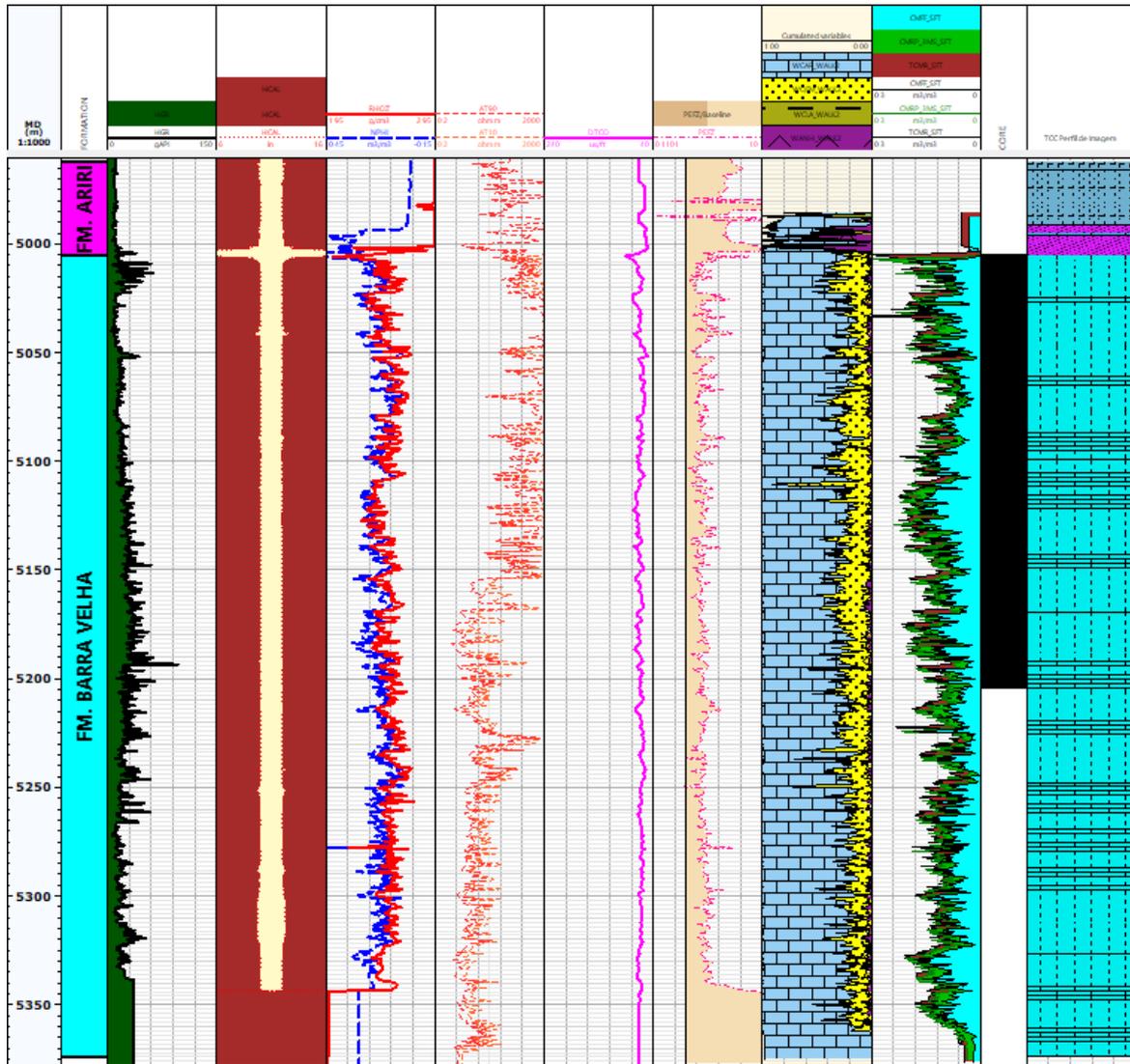


Figura 22 – Visão geral do poço. Trilhas da esquerda para direita: 1) Profundidade medida em metros na escala 1:1000; 2) unidades estratigráficas; 3) perfil de raios gama (HGR); 4) Perfil de caliper (HCAL); 5) Perfis de densidade (RHOZ) e porosidade neutrão (NPHI); 6) Perfis de resistividade profunda (AT90) e rasa (AT10); 7) Perfil sônico (DTCO); 8) Perfil de fator fotoelétrico (PEF8); 9) Perfil de espectroscopia de captura de elementos (ECS); 10) Perfil de ressonância magnética (NMR); 11) Intervalo testemunhado, sendo este o intervalo foco do presente estudo; 12) Perfil composto. Fonte: O autor.

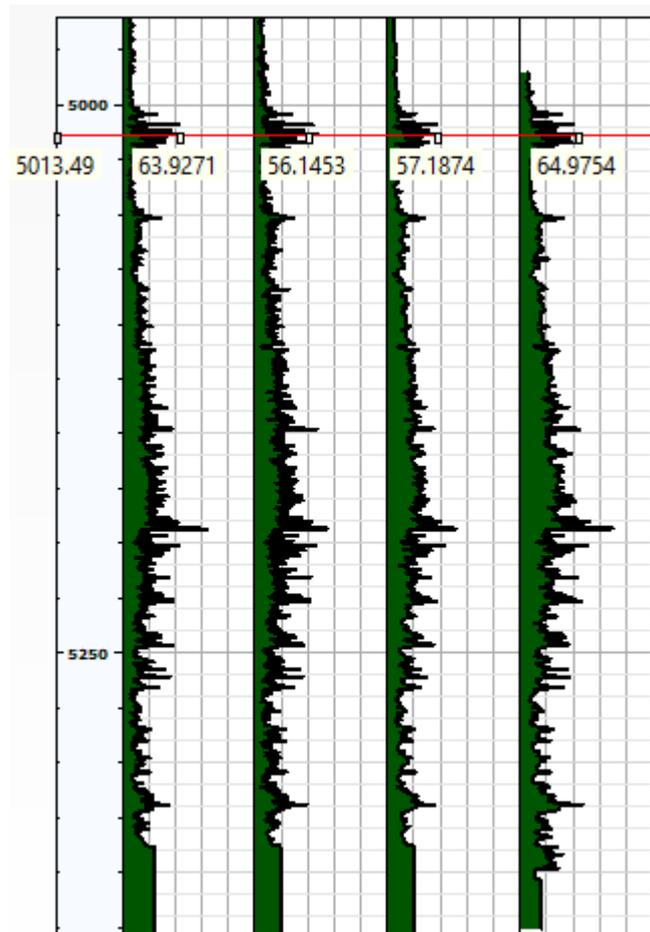


Figura 23 – Representação dos perfis de raios gama (GR) adquiridos em diferentes corridas de perfilagem utilizados para verificação da coerência entre as medidas de profundidade das diferentes ferramentas. Trilhas da esquerda para direita: 1) Profundidade medida em metros na escala 1:1000; 2) Perfil de raios gama adquirido da corrida da ferramenta AIT; 3) Perfil de raios gama adquirido da corrida AIT referente a curva de densidade (RHOZ); 4) Perfil de raios gama adquiridos da corrida da ferramenta AIT referente a curva de sônico (DTCO); 5) Perfil de raios gama adquiridos na corrida da ferramenta ECS-NMR referentes as curvas de espectroscopia de captura elementar (ECS) e de ressonância magnética nuclear (NMR). Fonte: O autor.

Posteriormente, foi feito o ajuste de profundidade dos dados originados do testemunho e dos dados de laboratório obtidos de ensaios petrofísicos em *plugues* e amostras laterais, tendo como base os perfis de densidade (RHOZ) e raios gama (GR), como pode ser visto na figura 24, respectivamente.

Com relação aos perfis de imagem, foram adicionadas a estas, mais algumas etapas relacionadas ao processamento do dado, detalhadas no capítulo a seguir.

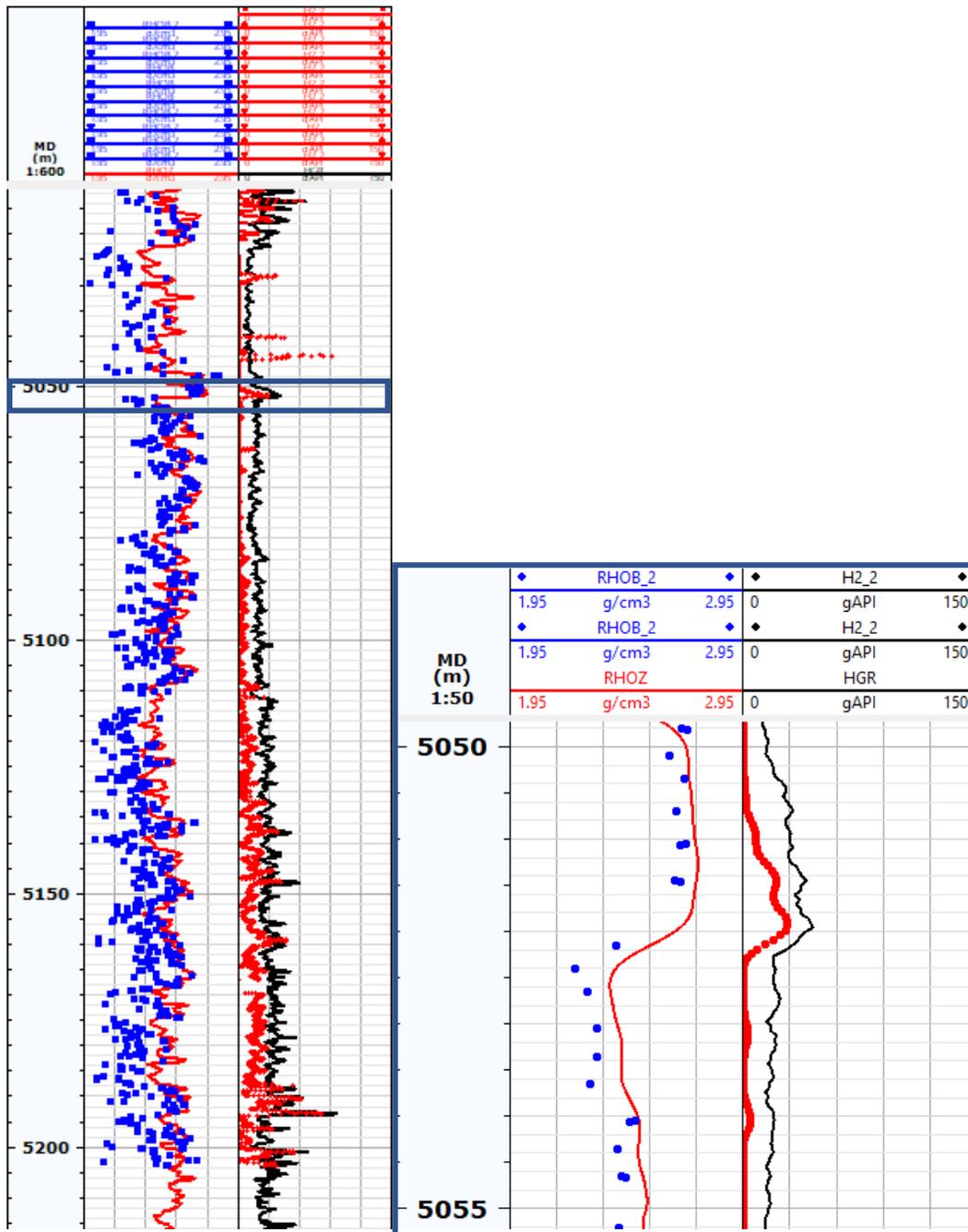


Figura 24: Ajustes realizados para os dados do testemunho com os perfis do poço. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); a) segunda pista: curva de densidade do poço (RHOZ) e dados amostrais de plugues e amostras laterais relativos à densidade; b) terceira pista: curva de raios gama pela perfilagem (HGR) e pela leitura do testemunho - Coregama. O retângulo azul torna mais visível o ajuste de profundidade. Fonte: O autor.

7.2 Processamento e controle de qualidade dos perfis de imagem

A rotina adotada para o processamento e controle de qualidade dos dados de perfis de imagens seguiu a metodologia de Rider (1996), García-Carballido *et al.* (2010), Trancadas *et al.* (2011):

- Verificação, correção (quando necessário) e calibração dos perfis de navegação do poço (magnetômetros e acelerômetros), contidos na ferramenta de perfilagem. Esse processo assegura que as leituras dos campos gravitacionais e magnéticos terrestres na data em que o dado foi adquirido, foram lidos corretamente pelo *software* de processamento. Na figura 25 podemos ver um exemplo desse mapa magnético global em um determinado ano.

- Correção de profundidade e velocidade da ferramenta de perfilagem com base nos arranjos de seus eletrodos e patins (Figura 26). As variações de velocidade são medidas através dos acelerômetros que, segundo Bourke *et al.* (1989), são os componentes da ferramenta responsáveis por gravar suas movimentações irregulares durante o processo de perfilagem, com intuito de remover ou reduzir problemas como tensão no cabo, para gerar uma imagem com a melhor resolução possível;

- Aplicação de dois tipos de normalização para designar cores e formar as imagens finais, a estática e a dinâmica. A normalização estática é gerada por uma gama de cores que é representativa para o poço inteiro, ou seja, formações que apresentem propriedades elétricas similares serão vistas com as mesmas características ao longo de todo o perfil do poço, entretanto, causará a perda de muitos detalhes importantes, especialmente em zonas com valores muito altos de resistividade, como é o caso de reservatórios saturados em hidrocarbonetos (Rider, 1996). A utilização da normalização dinâmica aparece como alternativa a esse tipo de problema, uma vez que, a gama de cores utilizadas por essa normalização é limitada para intervalos específicos, ou seja, mesmo em intervalos que apresentem altas resistividades, pequenas variações serão suficientes para causar uma

mudança de cor, pois a amostragem total representativa do intervalo apresentará altos valores (Rider, 1996) - Figura 27.

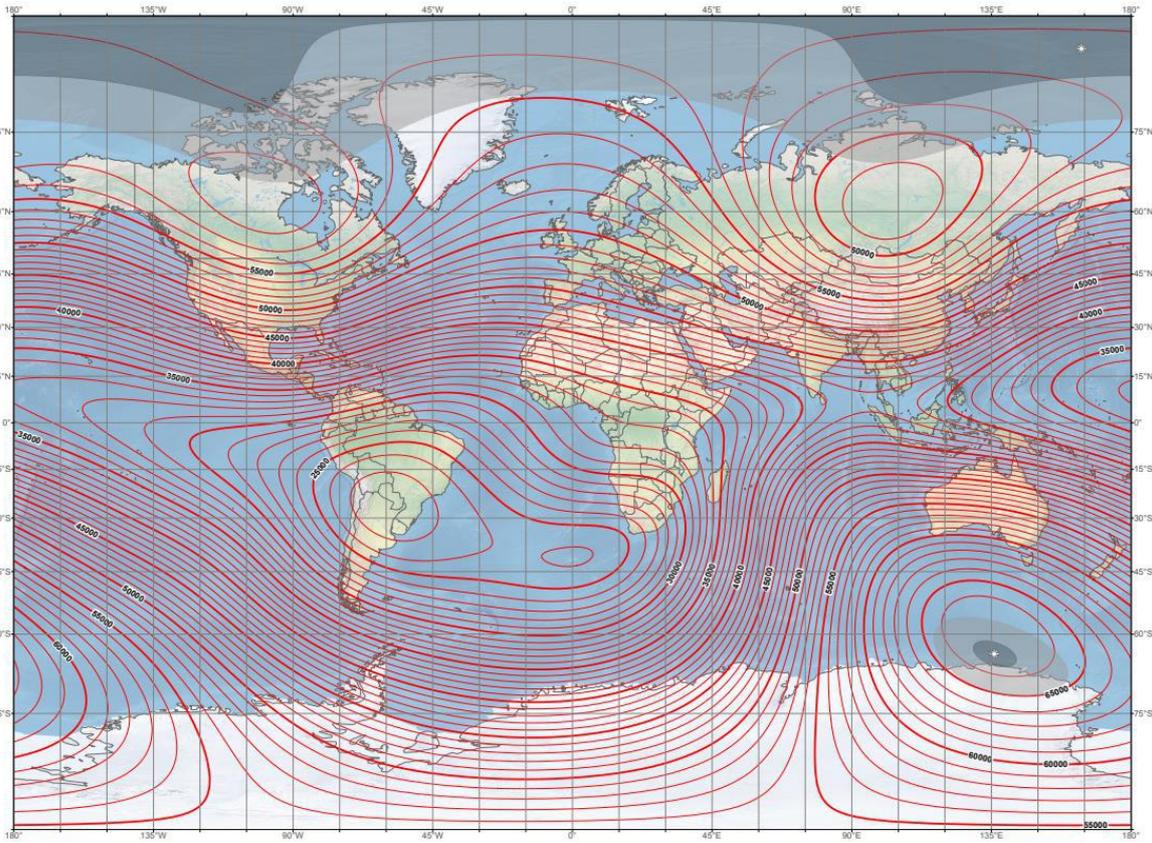


Figura 25 – Mapa de intensidade total do campo magnético global (NOAA, 2019). Crucial para calibração dos parâmetros do cálculo do campo magnético na etapa de processamento de perfis de imagem.

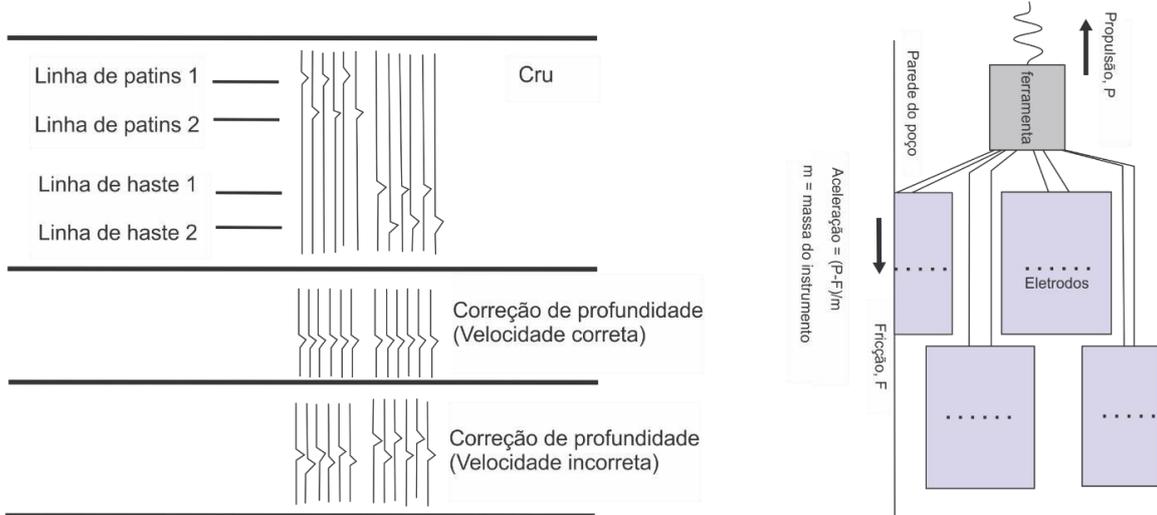
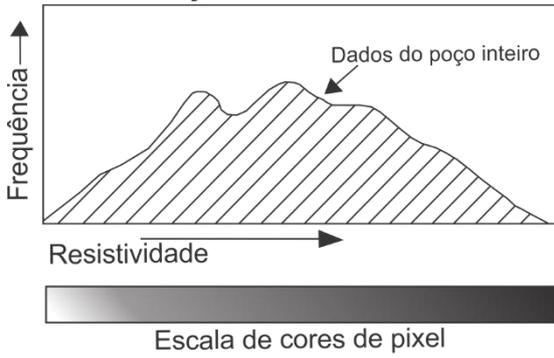


Figura 26 – Representação da correção de profundidade para os eletrodos e patins das ferramentas de imagem resistiva. (Adaptado de Rider, 1996 e Hansen e Buczak, 2010).

1. Normalização estática



2. Normalização dinâmica

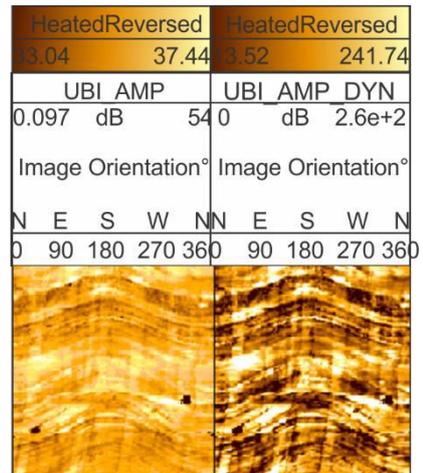
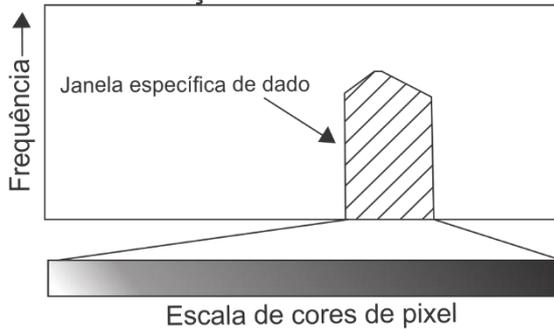


Figura 27 – Representação de como é feita as normalizações estáticas e dinâmicas e exemplo para o poço analisado. Normalização estática (UBI AMP) é usada para comparações de imagem para o poço todo. Normalização dinâmica (UBI AMP_DYN) é usada para detalhes locais em escala limitada (Adaptado de Rider, 1996).

Após o processamento dos dois tipos de perfil de imagem, foi realizado um ajuste de profundidade das imagens em relação aos demais perfis geofísicos (Figura 28). O incremento de profundidade foi feito para a imagem resistiva dinâmica em referência a imagem acústica dinâmica e os demais perfis geofísicos. Optou-se por usar a imagem acústica como referência por esta apresentar uma cobertura azimutal do poço de 360°.

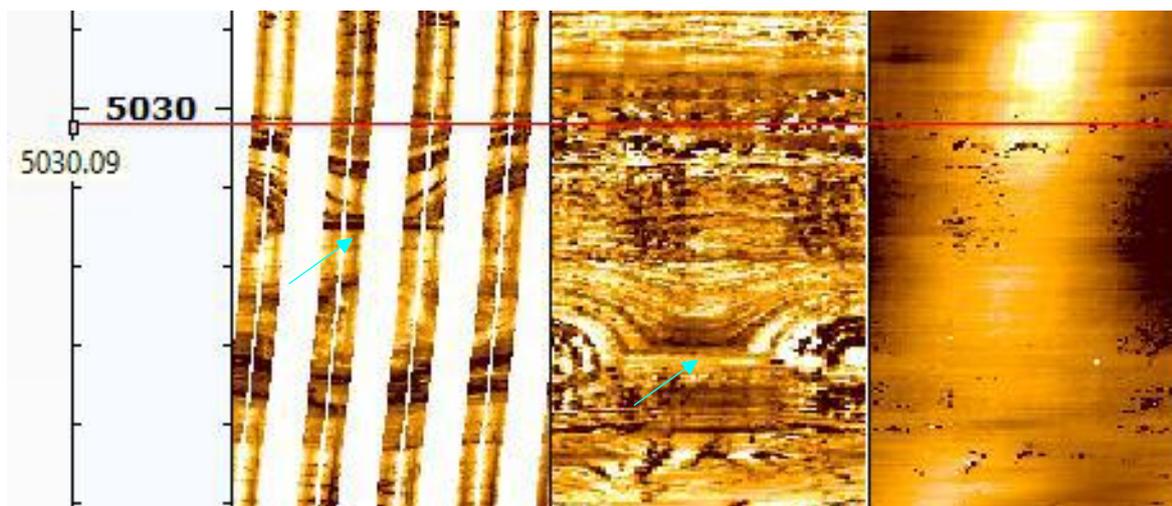


Figura 28 – Incremento de profundidade da imagem resistiva dinâmica em relação a imagem acústica dinâmica (desnívelamento entre os perfis indicado pela seta azul). i) primeira pista: Profundidade (MD); ii) segunda pista: perfil de imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iii) terceira pista: perfil de imagem acústica dinâmica referência (UBI_AMP_DYN_ref); iv) quarta pista: perfil de imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) Fonte: O autor.

7.3 Modelo de fácies texturais por perfil de imagem

A classificação através das imagens resistiva e acústica do poço, foi atribuída a denominação de fácies texturais, de acordo com as seguintes características: 1) distinção de formas realçadas pelo gradiente de cor (atribuíram o nome à fácies textural); 2) resposta em termos da propriedade física de resistividade; 3) resposta em termos da propriedade física acústica e de tempo de trânsito; 4) tipos de acamamentos; 5) descrição dos acamamentos; 6) encaixe de senoides na realização de “*dip picking*”; 7) ajuste das senoides em termos de amplitude de onda; 8) descrição geométrica de feições e; 9) observações feitas para entender respostas específicas das fácies texturais nos perfis de imagem como por exemplo, alto tempo de trânsito e baixas amplitudes.(Tabela 4 - Resultados).

Os acamamentos no perfil de imagem foram delimitados seguindo a geometria das estruturas identificadas, e classificadas no *software* TECHLOG®, seguindo as cores e formatos da figura abaixo (Figura 29). Foram definidos quatro tipos de acamamentos, sendo eles: *flat bedding* – acamamento pouco oblíquo ($>5^\circ$ e $<15^\circ$); *fracture* – estrutura planar que

intercepta outros acamamentos ou que possui ângulo de quase 90°; *steep bedding* – acamamentos em mais altos ângulos (>15°); *vug bedding* – interface com alta concentração de cavidades promovendo irregularidades na parede do poço; *bedding* – acamamento não oblíquo (<5°).

Type	Color	Shape
Flat bedding	Light Blue	↙
Fracture	Dark Blue	↘
Steep bedding	Yellow	↙
Vug_bedding	Red	↙
Bedding	Green	●

Figura 29: Classificação de acamamentos no software TECHLOG®. Fonte: O autor.

7.4 Modelo de eletrofácies

As eletrofácies são definidas na tentativa de reconhecer o empilhamento faciológico, ao longo de um poço, a partir dos perfis geofísicos elétricos disponíveis (Soares, 2005). Trata-se de um método empírico de classificação, pois não é dependente de testemunhagem, amostras laterais ou descrição de afloramentos, e nem interpretações e inferências sobre os ambientes deposicionais (Sagar *et al.*, 2018).

Neste presente estudo, a classificação em eletrofácies foi definida com base na interpretação de perfis de ressonância magnética nuclear (RMN) dando enfoque para as curvas de CMFF (fluido livre), TCMR (porosidade total), CMRP_3ms (porosidade efetiva) e BFV (fluido irreduzível). O mesmo foi feito para a ferramenta de espectroscopia de captura elementar (ECS), porém utilizando apenas duas curvas a de DWSI_WALK2 (fração de peso do silício) e DWCA_WALK2 (fração de peso do cálcio), através do método estatístico *k-means* para análises de agrupamentos (*Cluster analysis*).

7.4.1 Análise por agrupamentos *k-means*

A escolha pela utilização do método estatístico *k-means* para análise de agrupamentos é muito usual em razão de sua viabilidade, eficiência e rapidez ao trabalhar com grandes volumes de dados (Grou *et al.*, 2015). De maneira resumida, essa técnica é aplicada para agrupar dados não-supervisionados (não apresentam rótulos, o próprio algoritmo tenta entender de maneira própria), tendo por objetivo gerar *clusters* (agrupamentos de características semelhantes) pré-definidos em um único conjunto de dados (James *et al.*, 2013) que possa ser diferenciado dos demais em razão de universos amostrais com valores diferentes (figura 30). Para que o modelo apresente resultados esperados pelo usuário, é necessário avaliar os dados de entrada de forma criteriosa levando em consideração o significado desses valores gerados, com o intuito de que a formação dessas eletrofácies seja compreensível.

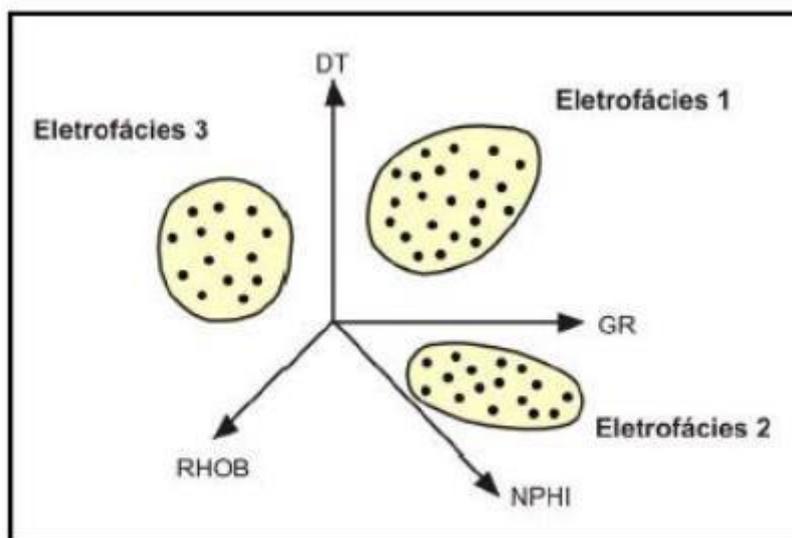


Figura 30: Exemplo de agrupamento *k-means* a partir das curvas do perfil sônico (DT), raios gama (GR), porosidade neutrão (NPHI) e densidade (RHOB). Kronbauer (2003).

Sendo assim, para o caso das eletrofácies por NMR, por exemplo, foi feita uma análise de quantos agrupamentos contemplariam seu universo amostral. Inicialmente tinham-se 15 (quinze) grupos que após avaliação da razão de aleatoriedade, número de

clusters e dendrograma de agrupamentos foram reduzidos a apenas 5 (cinco) grupos mais representativos (figura 31).

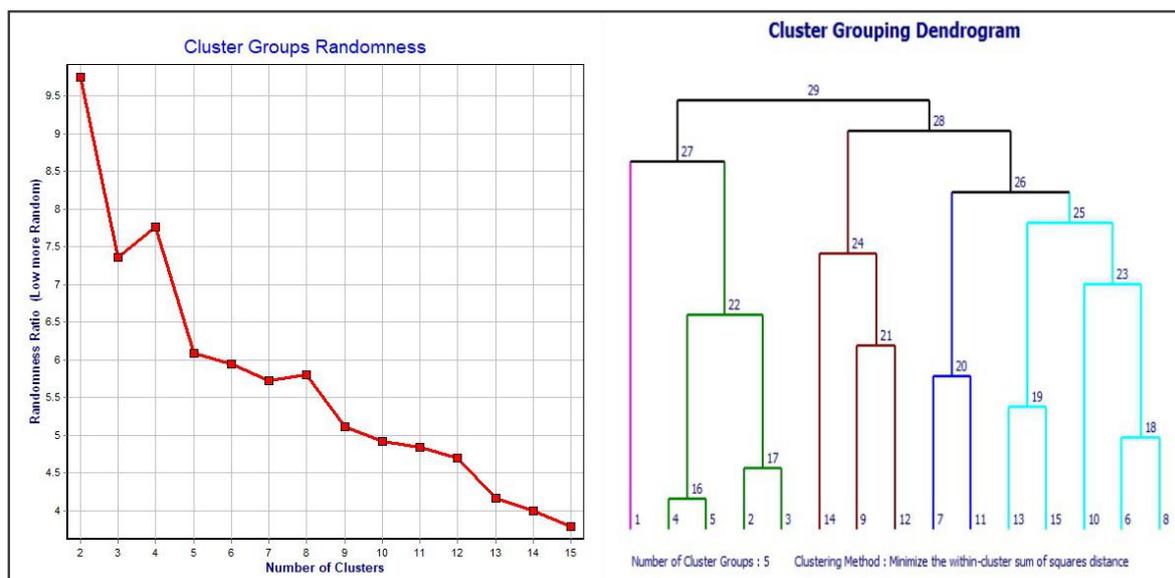


Figura 31: Critérios avaliados para redução da aleatoriedade na criação de agrupamentos mais representativos para as eletrofácies de NMR. Fonte: O autor.

7.5 Dados de descrição macroscópica do testemunho

Como descrito anteriormente, o trabalho teve acesso a descrição litofaciológica ao longo do intervalo testemunhado. Esse dado foi utilizado com intuito de amarrar as fácies texturais definidas a partir dos perfis de imagem, de forma mais completa. Alguns dos principais litotipos descritos por Santos *et al.*, (2022 em fase de elaboração) foram: calcarenitos (CRE), calcilutitos (CLU), calciruditos (CRU), *spherulestones* (SPH), *shrubstones* (SHB), dolomito (DOL), estromatólito (ETR) e *crustone* (CRS), sendo este último com intervalo descrito como “Tufa”. Vale ressaltar que este trabalho, não objetivou um aprofundamento dessa classificação ou sua interpretação, mas utilizou a nomenclatura base descritiva, na tentativa de correlacionar com as facies texturais obtidas no perfil de imagem.

8. RESULTADOS

8.1 Fácies texturais por perfil de imagem

Sete (7) fácies texturais foram definidas a partir dos atributos de resposta do perfil de imagem resistiva, resposta do perfil de imagem acústica (amplitude e tempo de trânsito), tipos de acamamentos, descrição desses acamamentos, encaixe senoidal, ajuste senoidal e descrição geométrica das feições (tabela 4). Sendo elas: 1) fácies textural laminado regular, 2) fácies textural laminado grumoso, 3) fácies textural caverna/vugular, 4) fácies textural convoluto/lobado, 5) fácies textural caótico, 6) fácies textural dômico arredondado e 7) fácies textural dômico pontiagudo. A seguir serão descritos cada uma dessas fácies.

Tabela 4: Características das fácies texturais definidas e seus principais atributos.

Código	Fácies texturais	Resposta do perfil de resistividade	Resposta do perfil acústico de amplitude	Resposta do perfil acústico de tempo de trânsito	Tipos de acamamentos	Descrição de acamamentos	Encaixe senoidal	Ajuste senoidal	Descrição geométrica de feições	Outras observações
DP	Dômico pontiagudo	Média a baixa	Média a alta	Médio a baixo	Steep bedding	Acamamentos "íngremes", megulhantes em maiores ângulos do que os acamamentos "aplainados", variam de 15° até 60°	Bom a regular	Altas amplitudes	"Feições dômicas" mais pontiagudas, pode apresentar camadas com cores mais claras (resistivas)	-
DA	Dômico arredondado	Média a baixa	Média a alta	Médio a baixo	flat bedding	Acamamentos "aplainados" megulhantes em maiores ângulos do que os acamamentos horizontalizados, variam entre 5° até 15° de inclinação	Bom a regular	Médias amplitudes se comparada as laminadas	"Feições dômicas" mais arredondadas, leva em consideração apenas o aspecto mais evidente	-
LR	Laminado regular	Média a alta	Média a alta	Baixo a médio	bedding	acamamentos horizontalizados, atinge no máximo 5° de inclinação	Bom	Baixíssimas amplitudes	Laminações plano-paralelas na resistiva e na acústica	-
LG	Laminado grumoso	Média a baixa	Baixa a alta	Médio a alto	bedding/"vug bedding"	acamamentos horizontalizados, atinge no máximo 5° de inclinação e acamamentos de baixas amplitudes e altos tempos de trânsito, variam em baixos ângulos no máximo 5°	Bom	Baixíssimas amplitudes	Laminações plano-paralelas, com acústica mais vugular	-
C	Caótico	Média a alta	Baixa a alta	Baixo a alto	Não é avaliado por acamamento	-	Incipiente a inexistente	-	Não é possível caracterizar as feições em razão de alto número de vugs, artefatos de imagem.	-
C/L	Convuluto/Lobado	Média a Baixa	Baixa a alta	Baixo a alto	Não é avaliado por acamamento	-	Incipiente a inexistente	-	feições convolutas e lobadas, podem estar relacionados a intervalos mais vugulares ou que apresentem concreções/nódulos, sílica tabular, bem como a presença de fraturas	-
Ca/V	Caverna/vugular	Alta	Baixa	Alto	Não é avaliado por acamamento	-	Incipiente a inexistente	-	Partes que acústica tende a apresentar baixas amplitudes e altos tempos de trânsito, pode apresentar feições dômicas quando laminações são visíveis (raro)	Apresentam "vazios" através da análise de seção transversal

8.1.1 Fácies textural dômico pontiagudo

É formada por feições de aspecto côncavo, marcante em razão dos altos ângulos de mergulho (15° a 60°). A altura dos “domos” varia, em geral, de 5 a 10 cm. Os comprimentos de onda dessa fácies textural tende a ser baixo, muito em razão da conspicuidade de seus acamamentos. Ocorrem sobrepostos paralelamente, domos de maior altura com empilhamento vertical parcialmente concêntrico, que podem atingir até 5 metros, aproximadamente (Figura 31). Recobrando as feições dômicas, ocorrem acamamentos que diminuem gradualmente a amplitude de suas senoides em direção ao topo. Em alguns casos foi possível reconhecer a estrutura dômica isolada, sem apresentar contato lateral com outras estruturas semelhantes.

Esta é a facies textural de menor frequência ao longo do trecho testemunhado, concentrando-se do meio para a base do testemunho. Seu primeiro registro ocorre isolado próximo ao topo do testemunho, intercalada com a fácies textural laminada (acima de 5100 m). A transição para a fácies dômica ocorre de modo abrupto, a partir de fáceis laminadas, com a mudança bem marcada, de ocorrência de senoides de baixíssima amplitude, para senoides de alta amplitude.

A partir da profundidade de 5100 m, a fácies dômico pontiagudo é mais recorrente, com altas amplitudes de maneira bem marcada, ocorrendo associada à fácies textural caótica, convoluta e em menor escala com laminado grumoso (Figura 32).

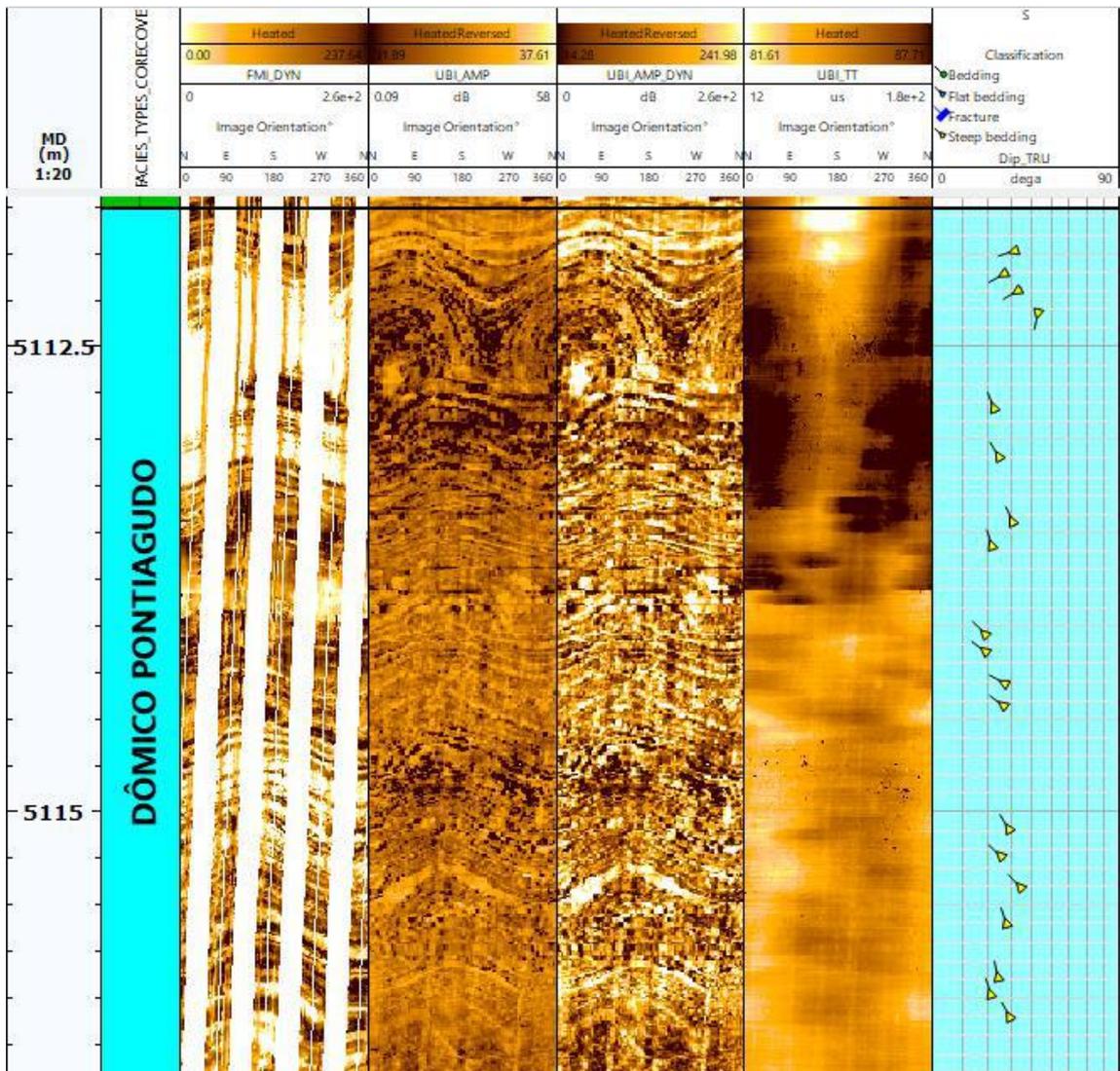


Figura 32: Exemplo da fácies textural dômico pontiagudo com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) vii) sétima pista: acamamentos “íngremes”. Fonte: O autor.

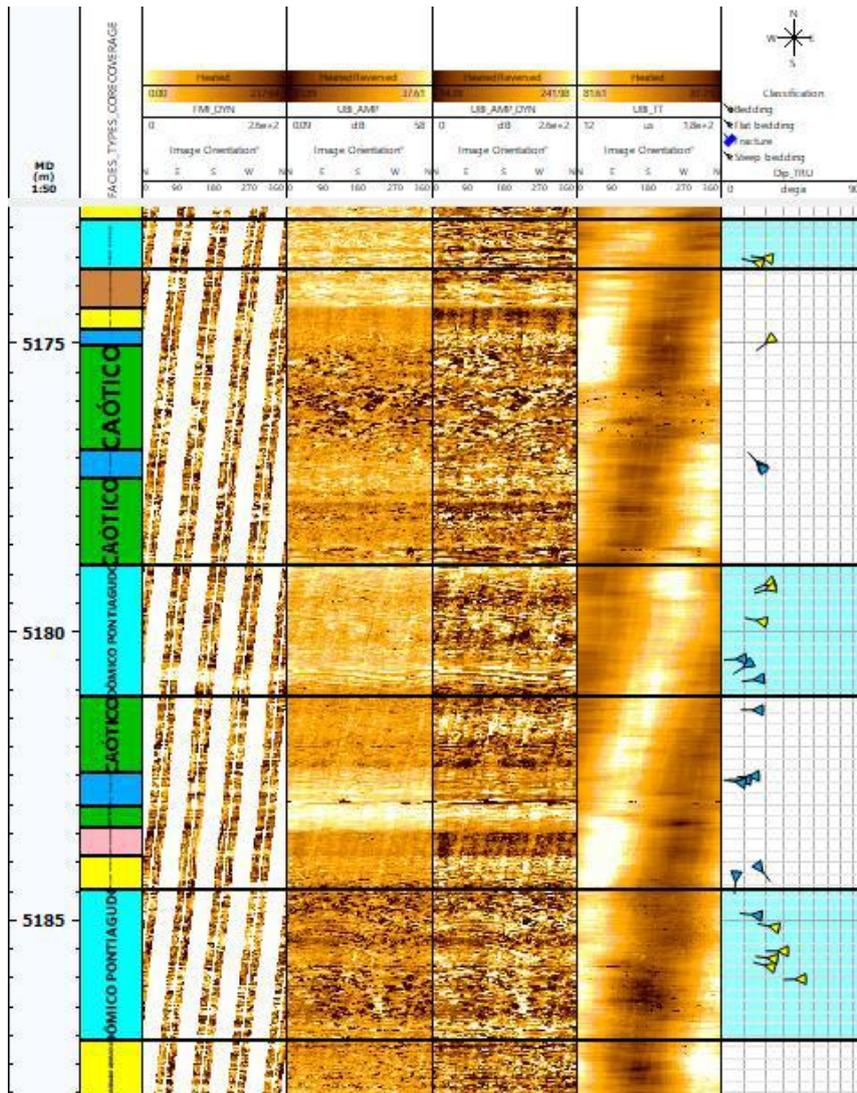


Figura 33: Relação de associação da fácies textural dômico pontiagudo com as fácies texturais caótica em cor verde, convoluto/lobado em marrom e em menor escala com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela (abaixo de 5100 m). Fonte: O autor.

8.1.2 Fácies textural dômico arredondado

É representada por acamamentos mais suaves em mais baixos ângulos, logo sua curvatura é bem marcada e mais branda, mesmo que seu aspecto visual se assemelhe a fácies textural dômico pontiaguda, devido a concavidade. Apresentam amplitudes bem baixas da ordem de 5 cm. Seus comprimentos de onda são maiores, em razão dessas amplitudes de onda e seu empilhamento vertical pode atingir até cerca de 3 m (Figura 33).

Essa fácies tem o dobro da frequência de ocorrência que a fácies dômico pontiagudo. Seus acamamentos se acomodam semelhantemente a fácies textural dômico pontiagudo, porém, a diminuição das senoides para sua interface com a fácies textural laminado é muito mais suave.

Na parte acima de 5100 m, a fácies dômico arredondado ocorre em empilhamentos com espessura total de até 2 metros, nesse intervalo essa fácies textural apresenta intercalação mais evidente com pacotes delgados de fácies laminado e caótico. Abaixo de 5100 m, na segunda metade do intervalo testemunhado, ocorrem os pacotes mais espessos desta fácies, variando de 1 a 4 metros, sua distribuição é bem concentrada no intervalo de 5143 m onde se intercala mais com a fácies textural dômico pontiagudo e caótico. (Figura 34).

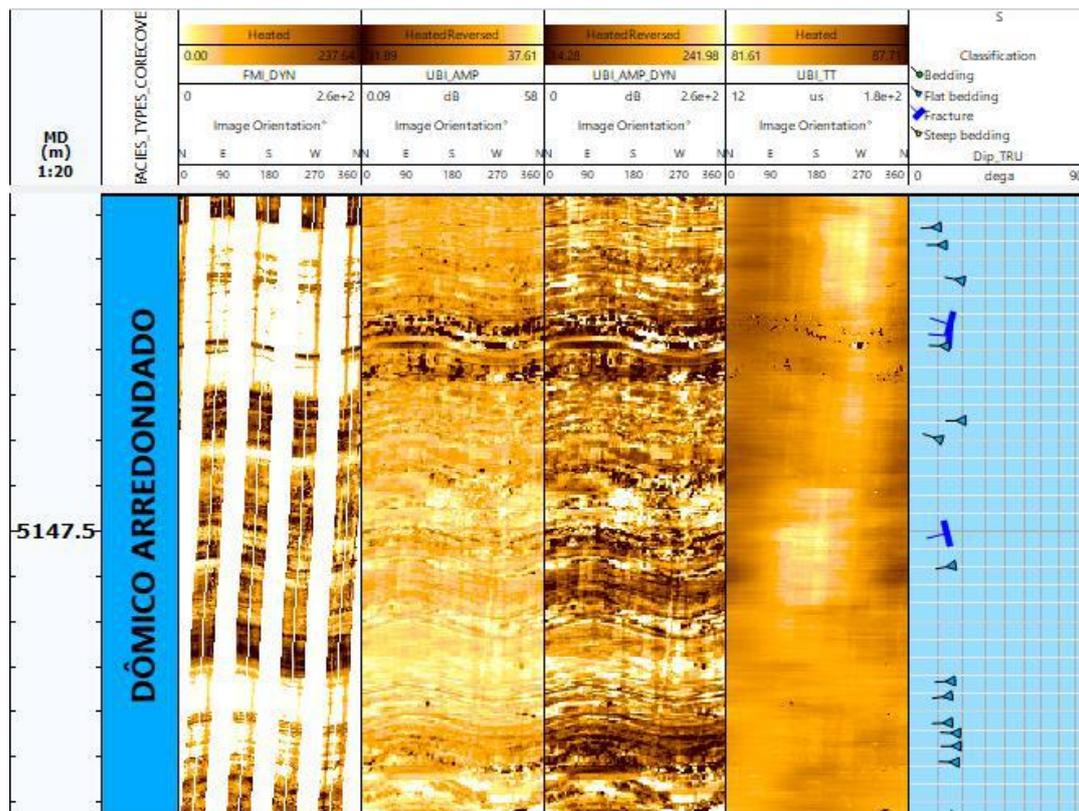


Figura 34: Exemplo da fácies textural dômico arredondado com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT) vii) sétima pista: acamamentos “aplainados”. Fonte: O autor.

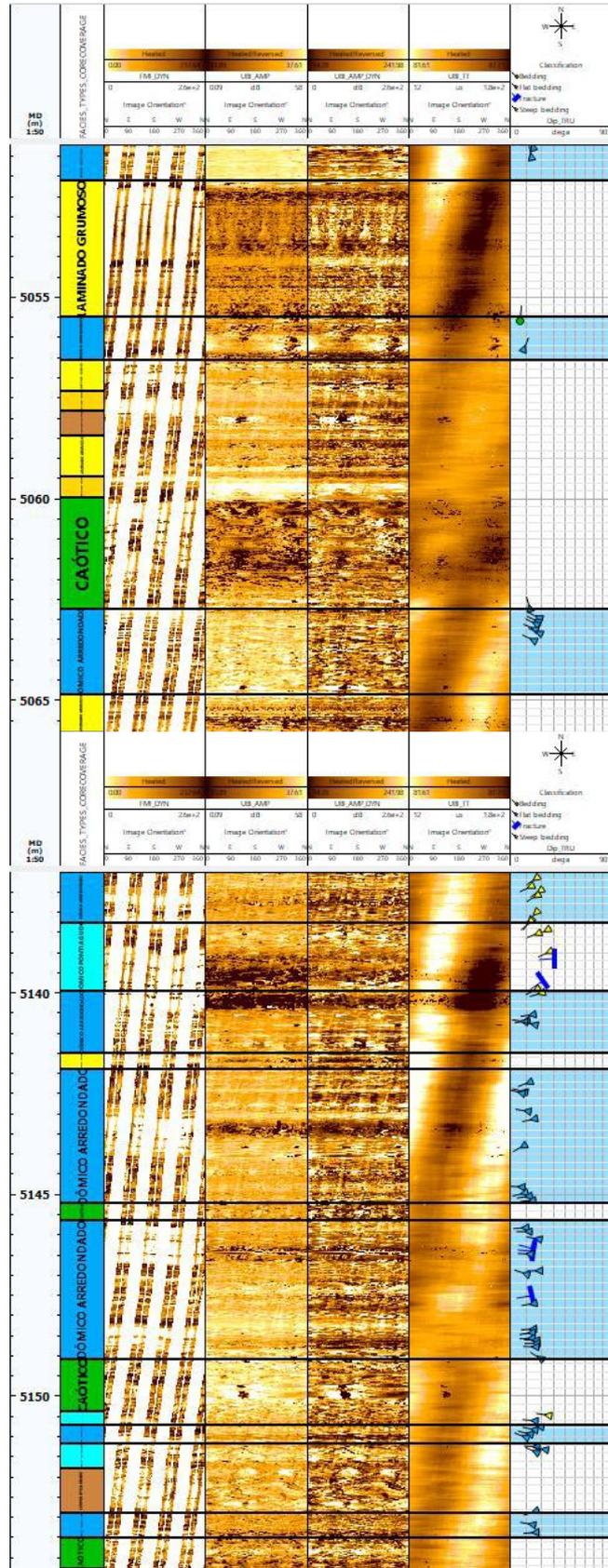


Figura 35: Relação de associação da fácies textural dômico pontiagudo com as fácies texturais caótica em cor verde, convoluto/lobado em marrom e em menor escala com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela (abaixo de 5100 m). Fonte: O autor.

8.1.3 Fácies textural laminado regular

A fácies textural laminado regular é marcada por acamamentos plano-paralelos de baixíssimas amplitudes, abaixo de 1 cm, basicamente horizontais, tornando quase que nula por razão do seu comprimento de onda (Figura 35). O empilhamento de seus acamamentos, em geral, não ultrapassa 1 metro de espessura. Essa fácies é mais recorrente na primeira metade do intervalo testemunhado até 5100 m e vai se adelgaçando e tornando-se menos frequente conforme atinge profundidades maiores, acima de 5100 m. Sua relação com a fácies textural laminado grumoso é notória de forma, que ambas apresentam uma intercalação muito bem-marcada no topo do testemunho (Figura 36).

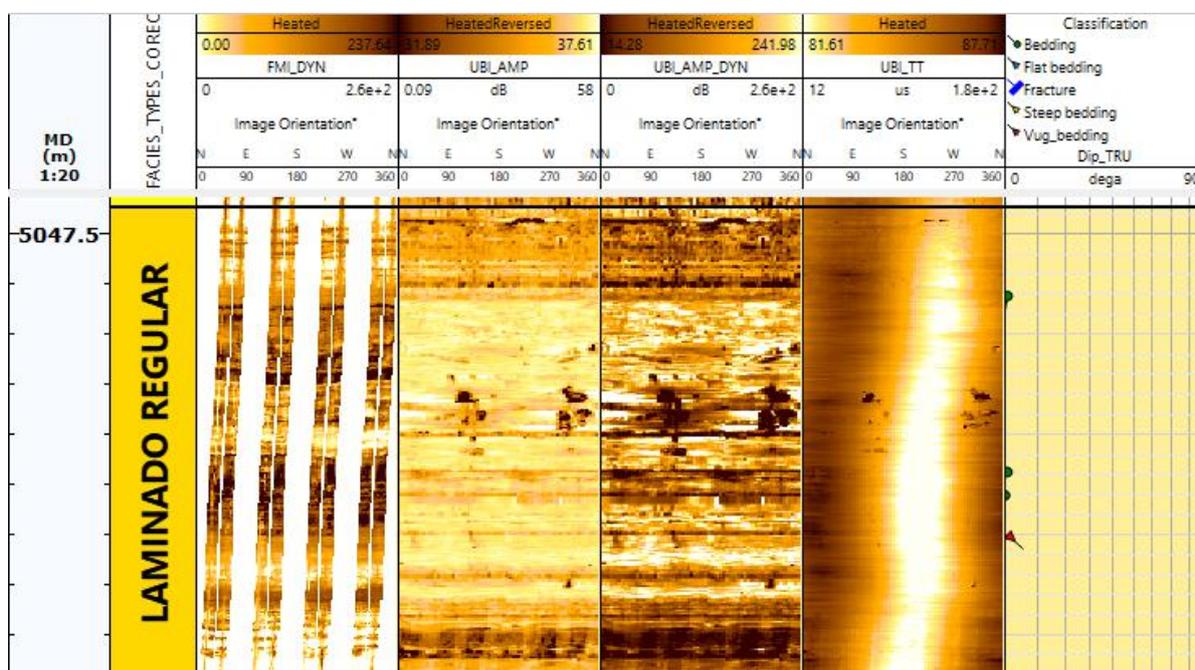


Figura 36: Exemplo da fácies textural laminado regular com as imagens resistiva e acústicas. Nota-se os acamamentos em baixíssimas amplitudes marcados em cores verdes. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

A fácies textural laminado regular é bem caracterizada pela imagem resistiva (Figura 35), em que os contrastes de resistividade em tons escuros e claros marcam, de maneira mais nítida, a intercalação dos acamamentos, diferentemente para as fácies texturais dômicas, que apresentam uma melhor visualização em imagens acústicas.

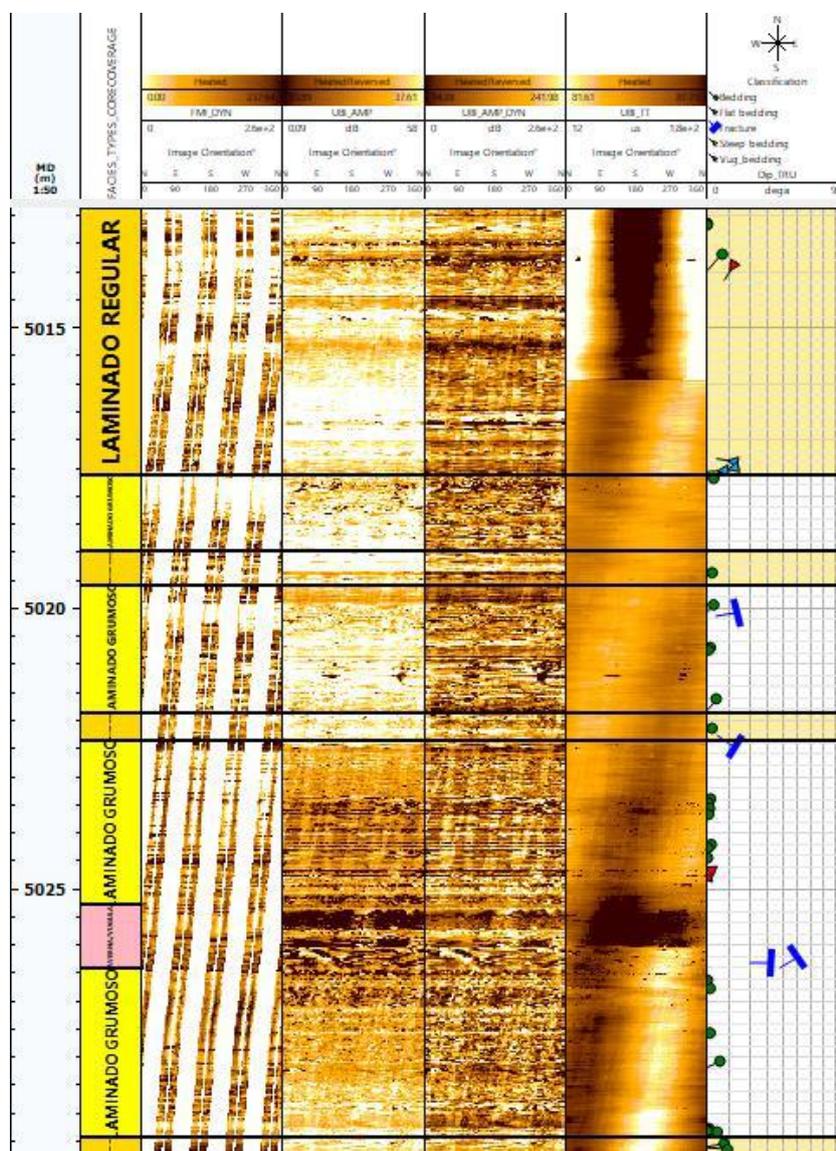


Figura 37: Relação de associação da fácies textural laminado regular com a fácies textural laminado grumoso em cor amarela. Fonte: O autor.

8.1.4 Fácies textural laminado grumoso

De maneira geral, essa fácies textural apresenta características semelhantes a fácies textural laminado regular retratada no tópico acima, em termos de baixas amplitudes senoidais e comprimentos de ondas senoidais. Sua diferença para a outra fácies textural

laminada, aparece em termos do aumento da ocorrência de baixas amplitudes na imagem acústica (marcadas em cores pretas) de forma que esta característica foi a responsável pelo seu codinome “grumoso” (Figura 37). A relação de espessuras dos acamamentos varia entre 1 m e 2 m no topo do testemunho, e diminui para cerca de 40 cm até 1 m para o fim do intervalo testemunhado.

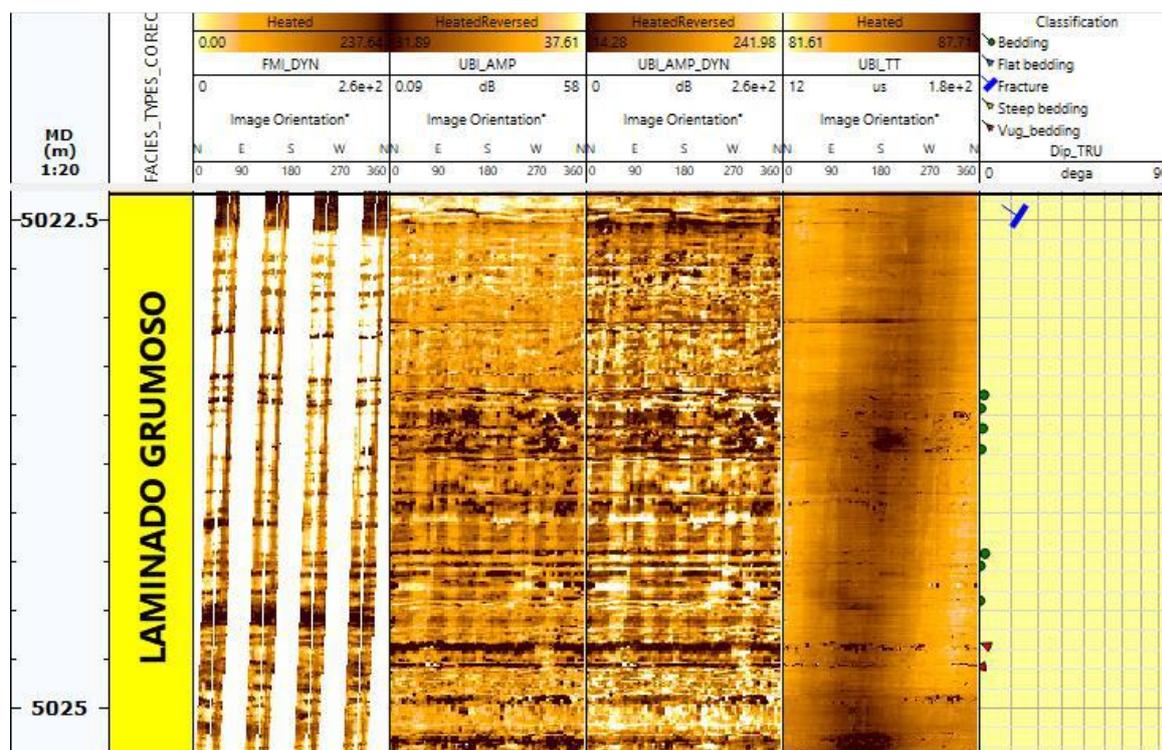


Figura 38: Exemplo da fácies textural laminado grumoso com as imagens resistiva e acústicas e suas marcações de acamamentos (cores verdes e vermelhas). i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

A fácies laminado grumoso ocorre predominantemente nas porções superiores do intervalo testemunhado, relacionando-se a fácies textural laminado regular (Figura 38). E de modo menos expressivo, relaciona-se com as fácies texturais dômicas, a partir de 5100 m (Figura 38).

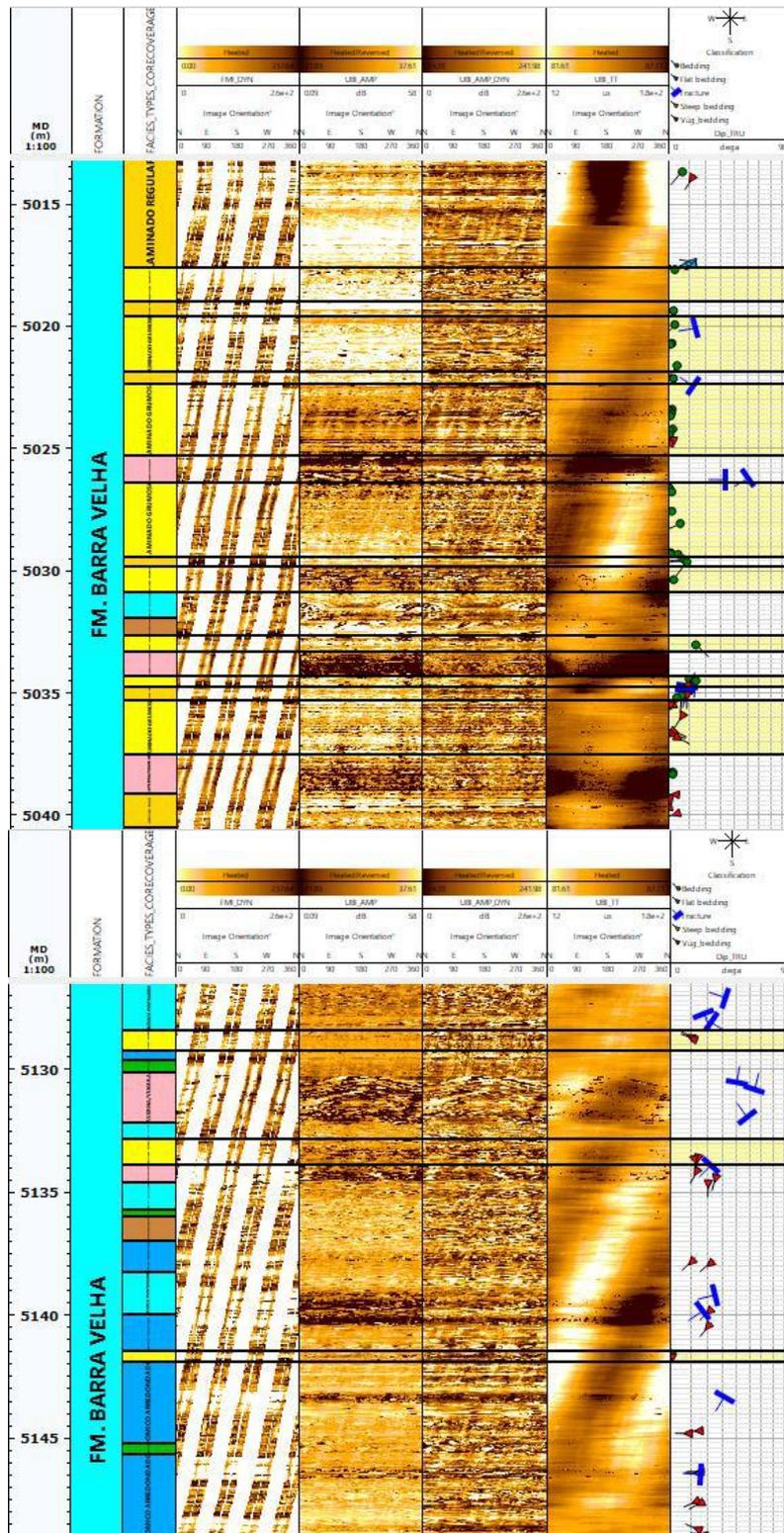


Figura 39: Relação de associação da fácies textural laminado grumoso com as fácies texturais laminado regular em cores laranjas (acima de 5100 m) e fácies texturais dômicas em tons de azul (abaixo de 5100 m) ao longo do intervalo testemunhado. Fonte: O autor.

8.1.5 Fácies textural caótico

É uma das fácies que apresenta difícil caracterização, única e exclusivamente através de perfis de imagem, tais como, padrão difuso de senoides sem continuidade lateral, sendo necessária integração de demais dados. Algumas das possíveis razões da difícil caracterização dessa fácies textural estão relacionadas a: pouca espessura entre os estratos, limite de resolução vertical da ferramenta de imagem, possíveis efeitos de diagênese, e aparente alta intercalação entre diferentes litofácies.

Como pode ser visto em algumas figuras dos perfis de imagens (Figura 39), este tipo textural é passível de uma provável separação em subtipos, pois parece compreender uma gama maior de texturas distinguíveis entre si.

Nas imagens resistivas é possível visualizar a alternância de alguns acamamentos bem marcados, com senoides bem delimitadas. Já nas imagens acústicas tem-se a real noção das características de padrões caóticos, que nomeiam a fácies.

Sua distribuição pelo poço começa a partir da profundidade de 5060 m, com espessuras variáveis. Sendo assim, outro fator que à eleva ao título caótico é a relação não constante que se tem nas intercalações com as demais fácies texturais definidas (Figura 40).

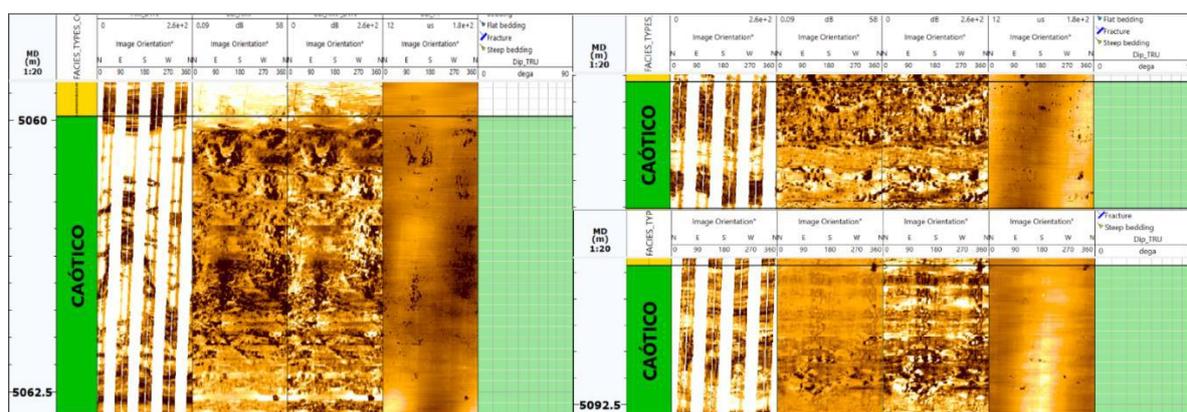


Figura 40: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural caótico com as imagens resistiva e acústicas. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

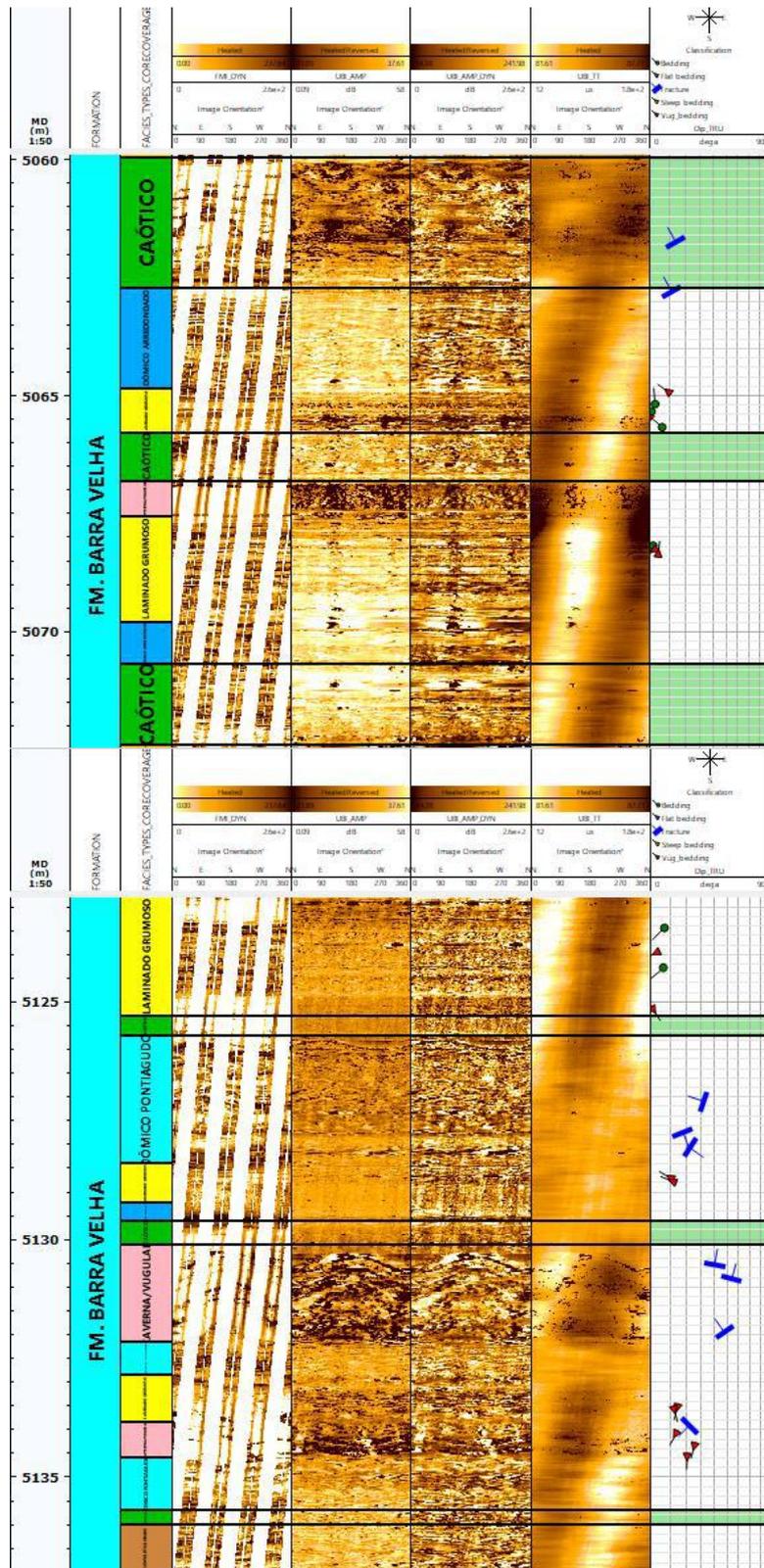


Figura 41: Relação de associação da fácies textural caótico com demais fácies texturais. Nota-se que não há uma relação de associação com fácies texturais específicas, no primeiro intervalo associa-se ao dômico arredondado, laminado grumoso e caverna, já no segundo com: dômico pontiagudo, dômico arredondado, laminado grumoso, “caverna/vulgar” e convoluto/lobado. Fonte: O autor.

8.1.6 Fácies textural convoluto/lobado

Apresenta um padrão semelhante ao último em termos de complexidade textural. A grande diferença é que suas feições são mais bem definidas (Figura 41).

As espessuras dessa fácies variam de 30 cm até aproximadamente 3,4m. Sua ocorrência totaliza 22 aparições ao longo do intervalo testemunhado, sendo 10 delas em profundidades menores que 5100 m. No geral, tem espaçamentos menores que variam de 1 m a 6 m. Já na parte superior do testemunho, sua ocorrência se inicia na profundidade de 5036 m sendo espaçada de cerca de 10 m a 20 m uma das outros até atingir a metade do testemunho (em torno de 5160 m), onde há uma maior concentração desta fácies textural.

Sua relação de intercalação com outras fácies texturais é marcada com as fácies laminadas e ocasionalmente com a fácies dômico arredondado até a metade do intervalo testemunhado. A partir da segunda metade do intervalo testemunhado, intensifica a relação com as fácies dômicas e com a fácies caótica, enquanto as fácies laminadas assumem uma posição mais esporádica (Figura 42).

Na imagem resistiva é possível ver alguns acamamentos incipientes a visíveis, com a resistividade variando de alta a baixa, mostrado em tons de cores variando de branco e marrom pálido a preto. Na imagem acústica é possível se ter uma noção do motivo do nome dessa fácies, amplitudes baixas e altas são difusamente visíveis, apresentando pouca continuidade lateral, feições arredondadas de altas amplitudes são comuns.

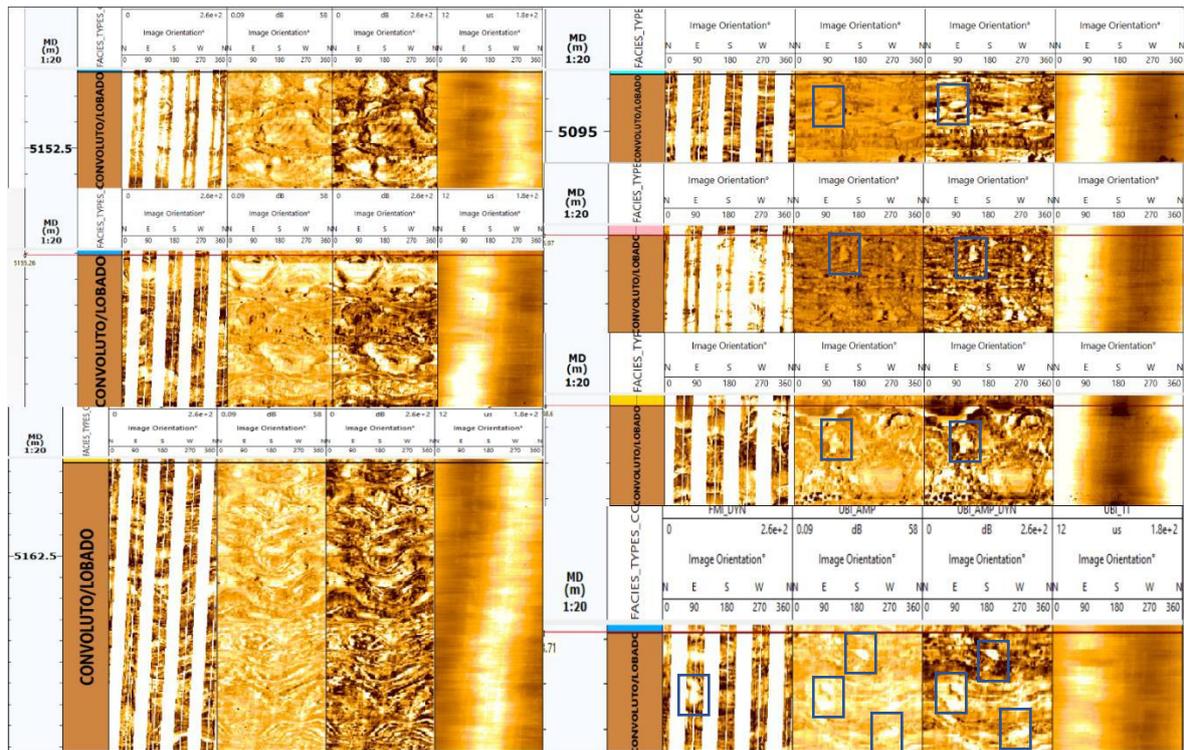


Figura 42: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural convoluto/lobado com as imagens resistiva e acústicas. Os retângulos azuis marcam as feições arredondadas de alta amplitude. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

8.1.7 Fácies textural caverna/vugular

A fácies textural “caverna/vugular” foi definida, principalmente, em razão de seu aspecto no perfil de imagem acústica de tempo de trânsito, com altos valores representados por cores pretas bem-marcadas, diferentemente de outras fácies texturais anteriormente definidas. Foram feitas análises da seção transversal do poço, nesses intervalos para investigar o que esses altos valores poderiam fornecer de informação (Figura 43). Nota-se que alguns intervalos mostram a ocorrência de espaços vazios com alargamento do poço, outros não parecem ter relação direta com isso, o que é refletido em tempos de trânsito menores. Na imagem acústica de amplitude, por vezes foi possível traçar acamamentos, em alguns casos, amplitudes baixas, dificultou traçar feições mais visíveis. Nas imagens resistivas, seu aspecto foi adverso, geralmente em cores claras a brancas, sem feições aparentes denotando altas resistividades, por vezes, acamamentos eram visíveis, marcados em tons mais escuros mostrando diminuição de resistividade.

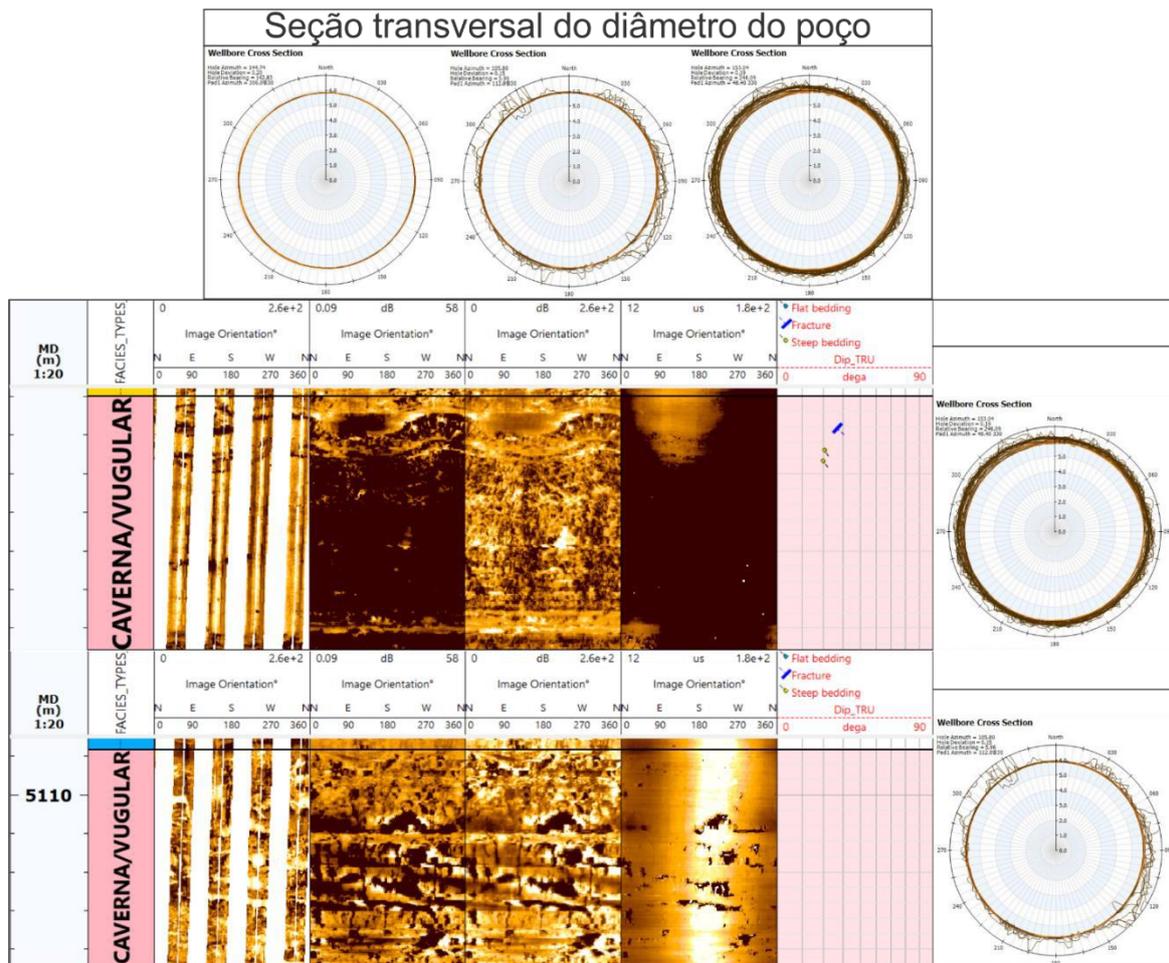


Figura 44: Exemplo do padrão de diferenças da fácies textural caverna/vugular com as imagens resistiva e acústicas e as seções transversais de diâmetro do poço. i) primeira pista: profundidade (MD em metros); ii) segunda pista: fácies textural; iii) terceira pista: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN); iv) quarta pista: imagem de amplitude acústica estática (UBI_AMP); v) quinta pista: imagem acústica dinâmica (UBI_AMP_DYN); vi) sexta pista: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT); vii) quadro na parte superior, da esquerda para a direita; diâmetro no calibre do poço, diâmetro com irregularidade no calibre, diâmetro totalmente fora do calibre do poço. Fonte: O autor.

A fácies textural “caverna/vugular” ocorre pontualmente ao longo do poço totalizando 15 aparições distribuídas quase igualmente, sendo 8 ocorrências na primeira metade do intervalo testemunhado (acima de 5100 m) e 7 na segunda parte (abaixo de 5100 m). Essa fácies textural ocorre comumente associada às fácies laminadas e em menor escala com as fácies texturais dômicas e caótico (Figura 44) e suas espessuras variam de 60 cm até 1,63 m.

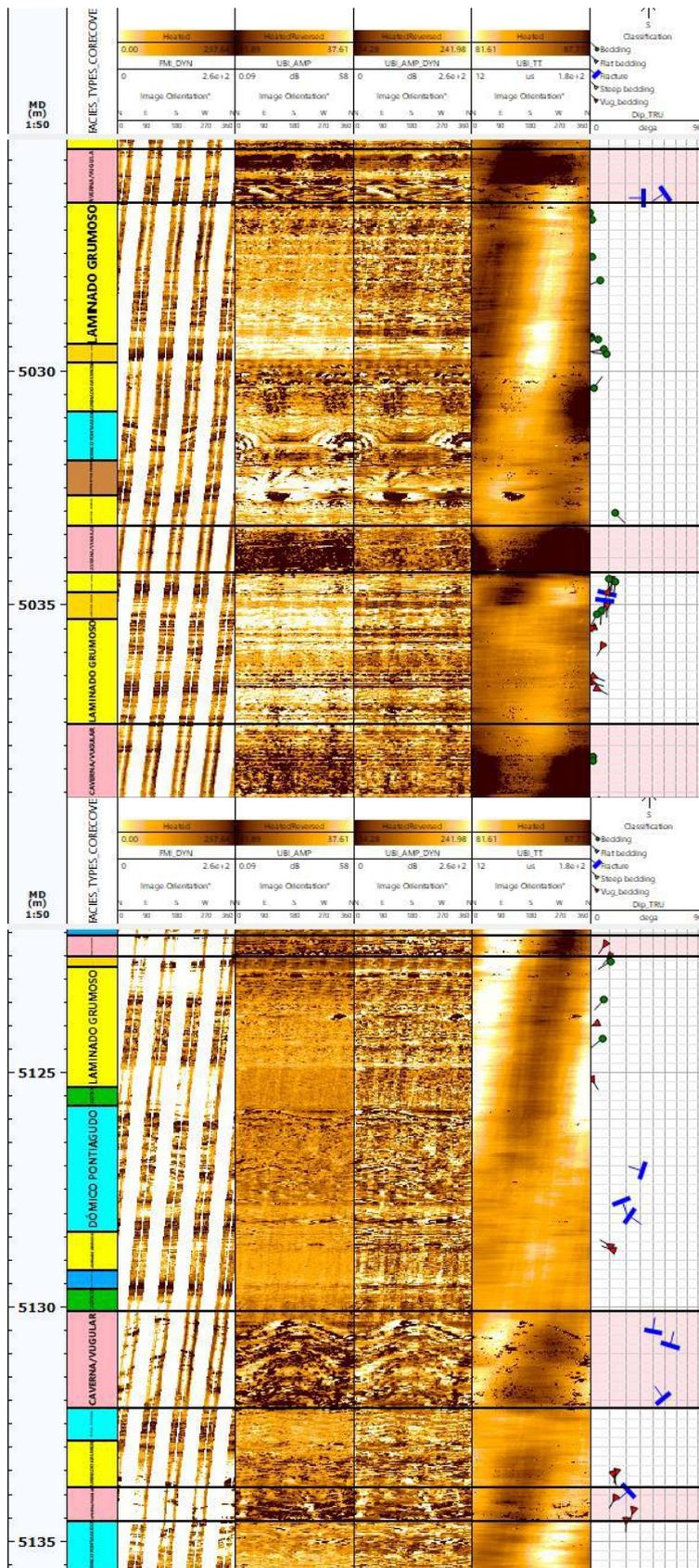


Figura 45: Relação de associação da fácies textural “caverna/vugular” com as fácies texturais laminadas em cores laranjas e amarelas (acima de 5100 m), com as fácies texturais dômicas em tons de azul e a fácies textural caótico em verde (abaixo de 5100 m) ao longo do intervalo. Fonte: O autor

De acordo com a distribuição das fácies texturais (Figura 45), pode-se observar que ao longo do intervalo são dominantes as fácies dos tipos laminado grumoso (20,8%), laminado regular (18,0%), seguida da fácies caótica (18,6%), e dômico arredondado (15,3%). As fácies dômicas, arredondado e pontiagudo somam 22,4% de representatividade, no intervalo estudo. A fácies caverna/vugular perfaz apenas 8,2% de ocorrência, no intervalo de estudo.

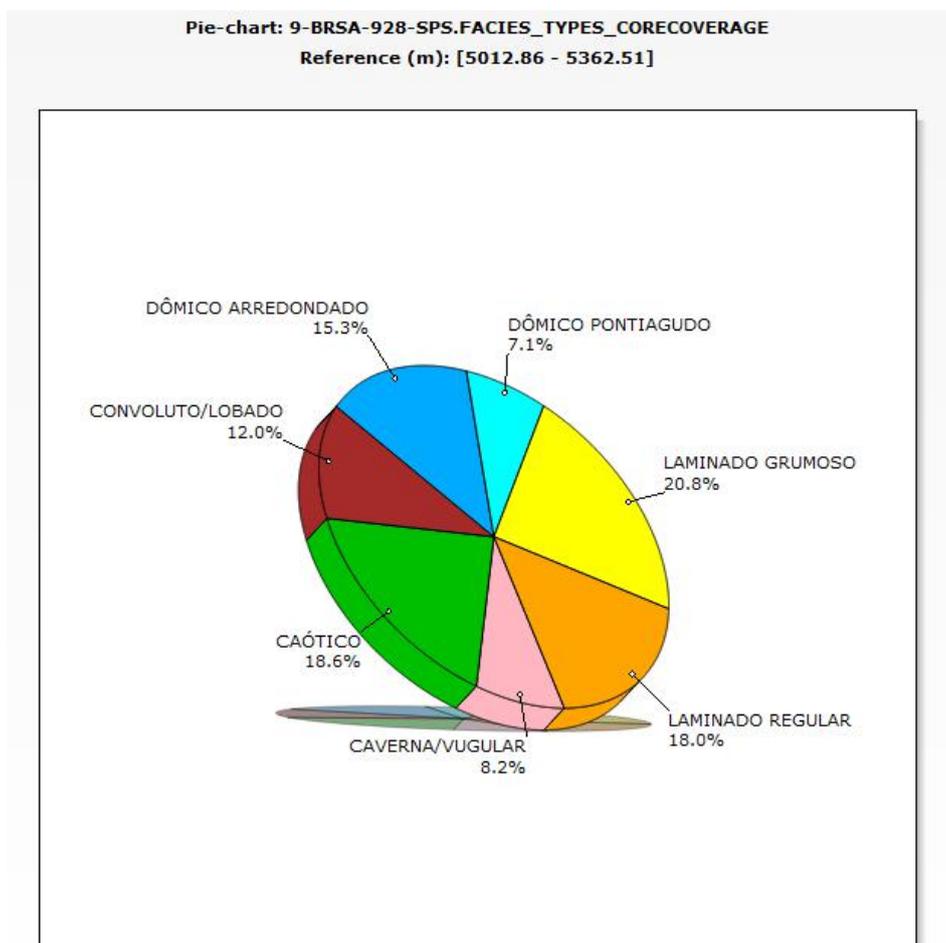


Figura 46: Distribuição das fácies texturais ao longo do intervalo testemunhado. Fonte: O autor.

8.2 Eletrofácies

8.2.1 Eletrofácies por RMN

Foram geradas 5 (cinco) eletrofácies através do método estatístico *k-means*, como visto anteriormente, agrupadas de forma distinta de acordo com o *box-plot* apresentado na figura 47 e os valores de corte de cada uma dessas eletrofácies na tabela 5.

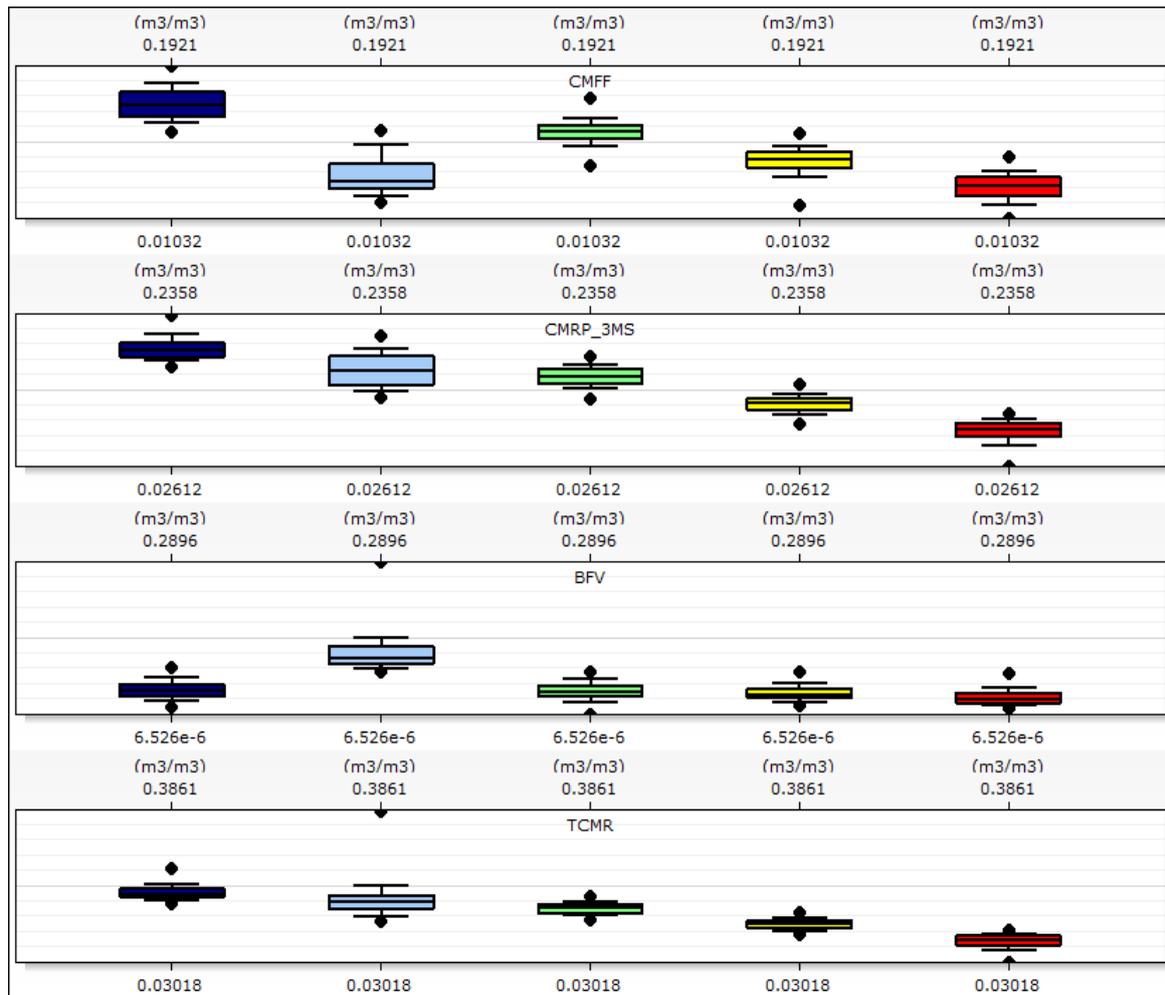


Figura 47: *box-plot* gerado, para análise qualitativa de cada uma das eletrofácies geradas, segregando-os em 5 tipos. Fonte: O autor.

Tabela 5: Valores mínimos, máximos, médios, medianos e de desvio padrão (DP) de fluido livre (CMFF), fluido irreduzível (BFV), porosidade total (TCMR) e porosidade efetiva (CMRP_3M) para cada uma das eletrofácies definidas.

EF1	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
CMFF	0.145	0.144	0.19	0.11	0.018
BFV	0.045	0.045	0.08	0.01	0.016
TCMR	0.18	0.18	0.24	0.12	0.017
CMRP_3M	0.14	0.15	0.23	0.02	0.04
EF2	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
CMFF	0.086	0.084	0.18	0.02	0.033
BFV	0.11	0.1	0.28	0.07	0.03
TCMR	0.17	0.17	0.38	0.1	0.046
CMRP_3M	0.12	0.12	0.22	0.05	0.04
EF3	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
CMFF	0.097	0.095	0.18	0.014	0.03
BFV	0.043	0.043	0.07	6.53E-06	0.01
TCMR	0.153	0.154	0.19	0.08	0.02
CMRP_3M	0.136	0.138	0.23	0.02	0.04
EF4	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
CMFF	0.091	0.088	0.19	0.01	0.03
BFV	0.039	0.037	0.07	0.01	0.013
TCMR	0.119	0.117	0.17	0.06	0.01
CMRP_3M	0.128	0.123	0.23	0.05	0.03
EF5	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
CMFF	0.07	0.65	0.17	0.01	0.03
BFV	0.03	0.027	0.07	0.008	0.013
TCMR	0.081	0.08	0.15	0.03	0.01
CMRP_3M	0.1	0.097	0.2	0.02	0.03

As eletrofácies foram analisadas ao longo do poço a fim de entender a sua distribuição em termos de profundidade e sua representatividade (Figura 48).

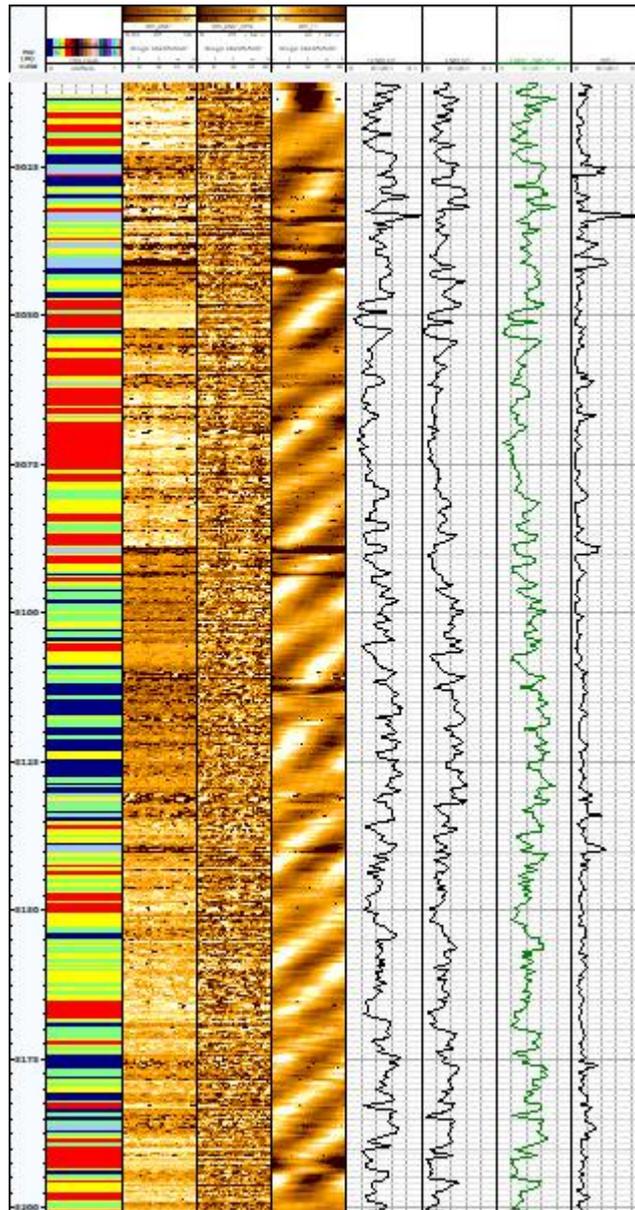


Figura 48: Distribuição das eletrofácies ao longo do poço ao lado do perfil de imagem acústico de amplitude e tempo de trânsito e as curvas utilizadas para elaboração das eletrofácies: porosidade total (TCMR), fluido livre (CMFF), porosidade efetiva (CMRP_3MS) e fluido irreduzível (BFV). Em azul escuro (EF1), em azul claro (EF2), em verde claro (EF3), em amarelo (EF4) e em vermelho (EF5) Fonte: O autor.

Eletrofácies 1 EF1:

Essa eletrofácies apresenta os melhores valores de porosidade efetiva (CMRP_3MS) e fluido livre (CMFF) e valores baixos de fluido irreduzível (BFV) (Tabela 5). Não apresenta uma boa distribuição ao longo do intervalo testemunhado, sendo mais restrita entre os intervalos 5100 m e 5130 m (Figura 49).

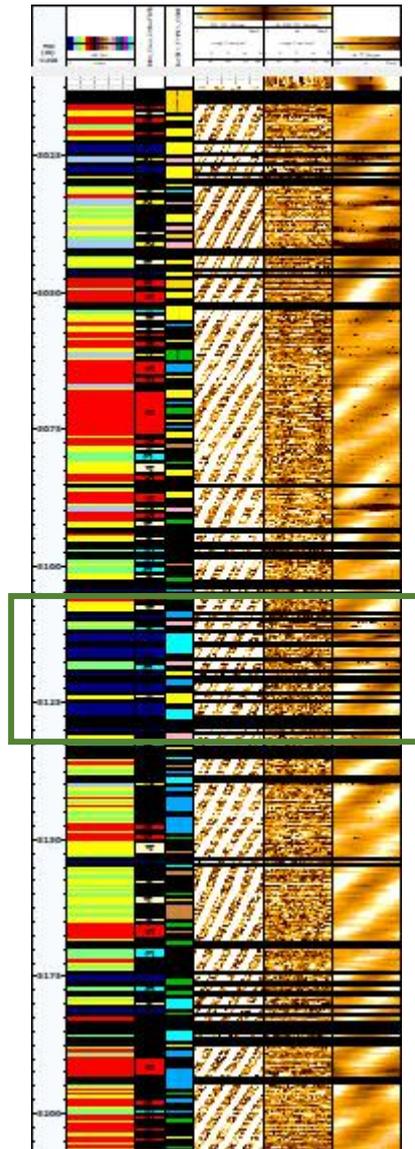


Figura 49: Distribuição da eletrofácies 1 ao longo do poço. O retângulo em verde marca o local de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Eletrofácies 2 EF2:

Representa uma parcela muito menor do intervalo testemunhado em termos de sua distribuição, ficando na quarta posição de qualidade porosa (Tabela 5), sua ocorrência é mais evidente no início do testemunho entre as profundidades de 5025 m e 5042 m (figura 50).

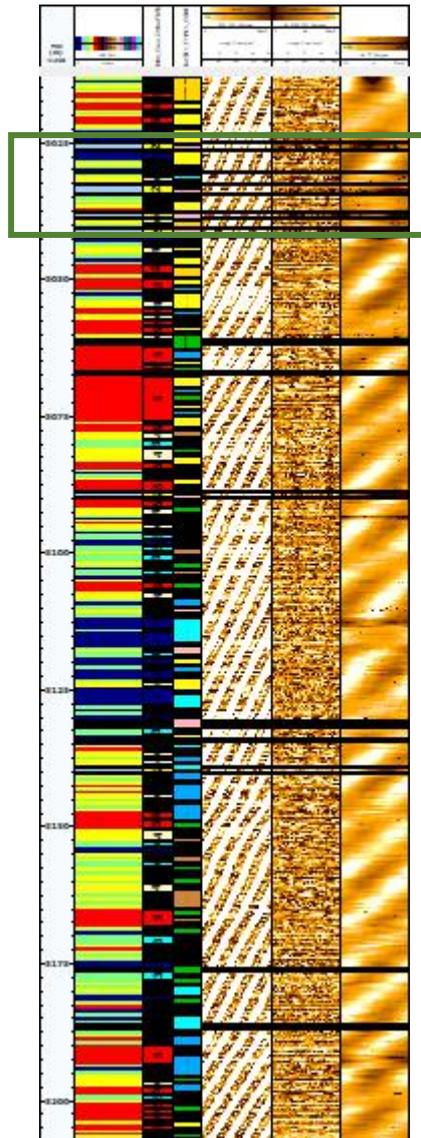


Figura 50: distribuição da eletrofácies 2 ao longo do poço. O retângulo em verde marca o local de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Eletrofácies 3 EF3:

Representada por uma alta distribuição e alta ocorrência pelo intervalo testemunhado, são eletrofácies mais adelgadas se comparada as demais. Sua recorrência não é tão marcada entre os intervalos 5054 m a 5078 m, sendo que nessa região essa eletrofácies é mais espaçada (Figura 51). Ocupa a segunda posição em termos de alta porosidade (Tabela 5).

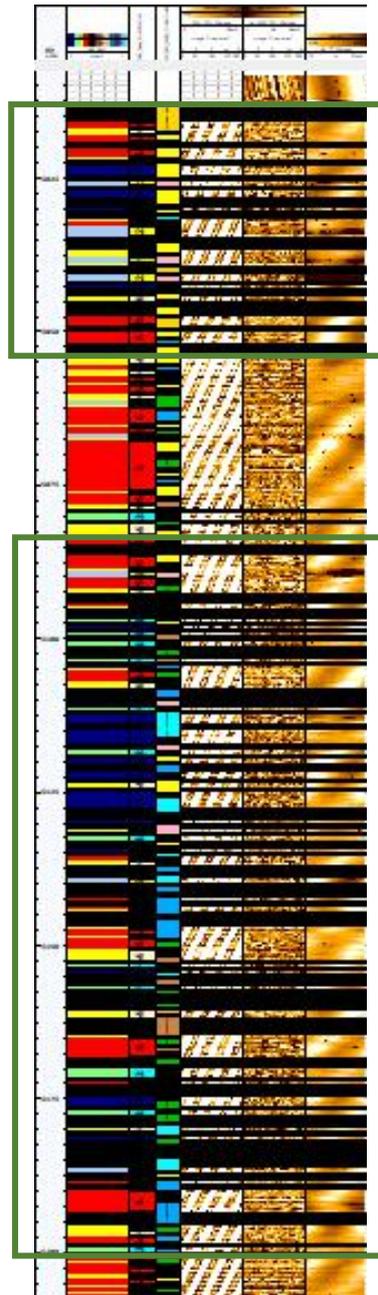


Figura 51: distribuição da eletrofácies 3 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Eletrofácies 4 EF4:

Eletrofácies de alta distribuição e ocorrência pelo intervalo testemunhado, semelhante a EF3 apresenta-se com espessuras mais adelgadas, sendo mais espaçadas nos locais em que a EF1 e a EF5 ocorrem em maiores espessuras (Figura 52). Na ordem hierárquica de qualidade porosa ocupa a terceira posição (Tabela 5).

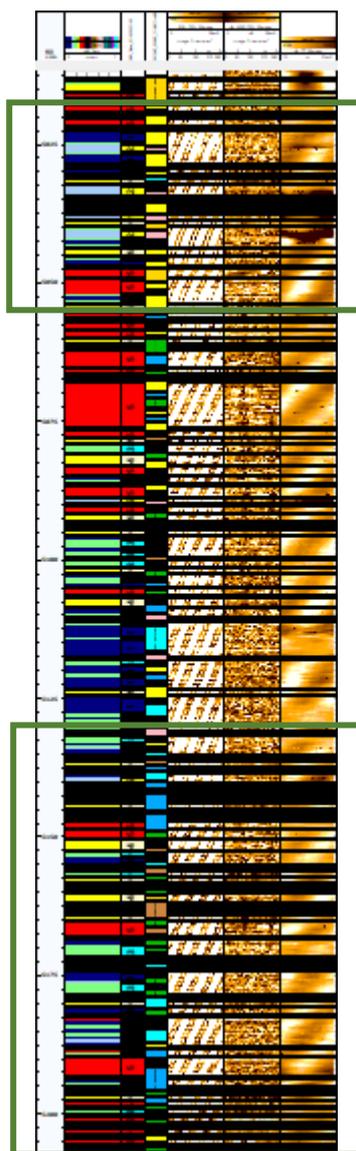


Figura 52: distribuição da eletrofácies 4 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Eletrofácies 5 EF5:

A quinta e última eletrofácies é a que representa menores valores de porosidade (Tabela 5). Sua ocorrência é mais restrita, porém apresenta-se de maneira mais espessa, sendo marcada em intervalos regulares no topo do intervalo testemunhado, como entre as profundidades 5047 m a 5077 m e no fim do intervalo testemunhado, relativamente em maiores volumes (Figura 53).

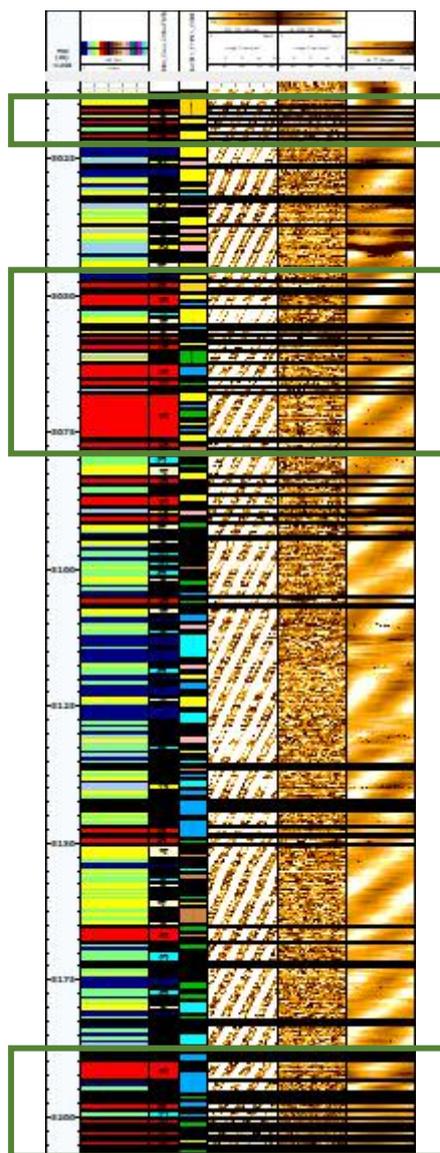


Figura 53: distribuição da eletrofácies 5 ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD) em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Após a definição das 5 (cinco) eletrofácies, foi feito um gráfico estatístico em “pizza”, para que pudesse ser possível analisar a distribuição dessas eletrofácies em relação as fácies texturais definidas (Figura 54), no intuito de compreender a relação entre as eletrofácies e as fácies texturais definidas.

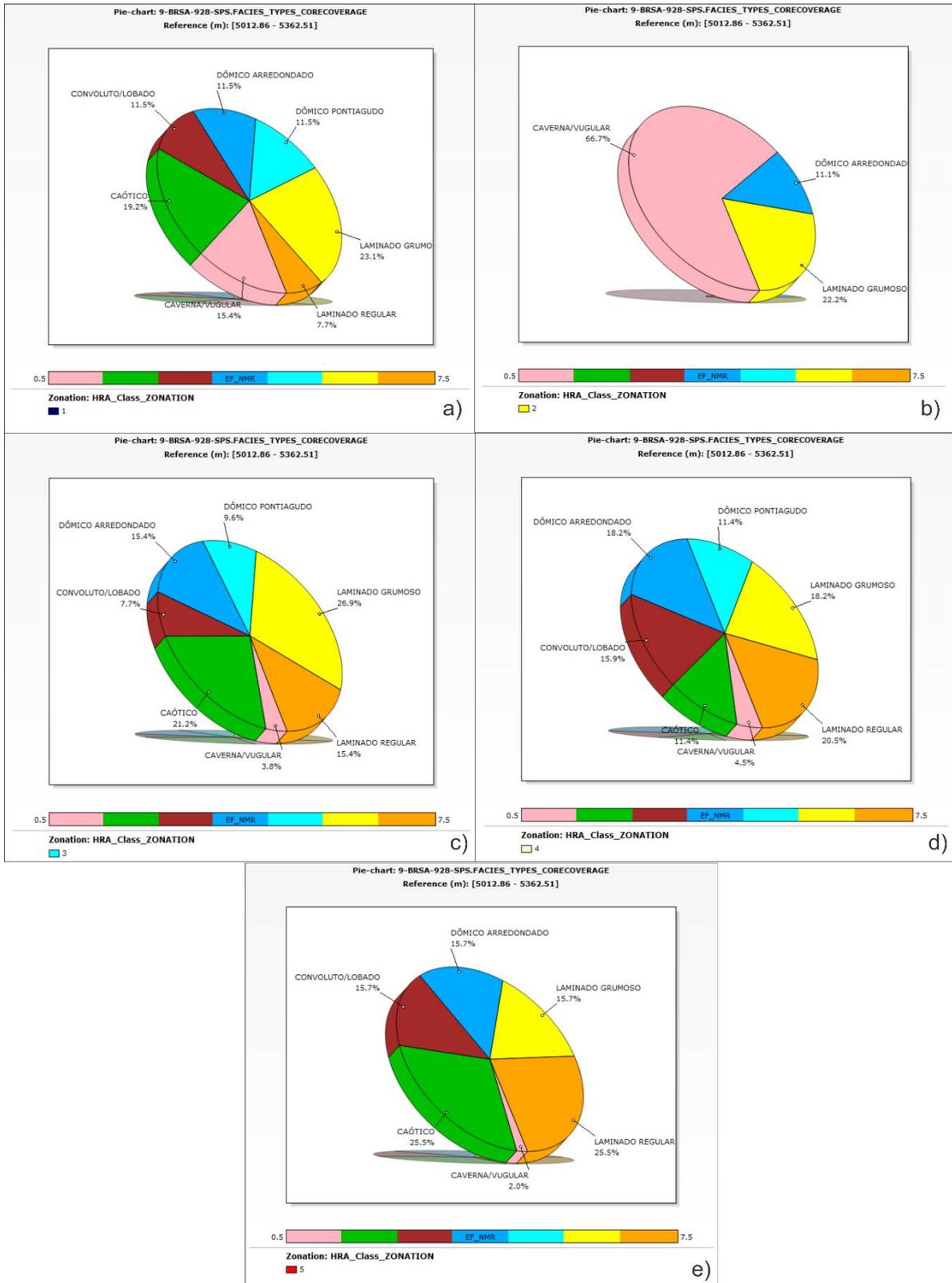


Figura 54: Distribuição das 5 eletrofácies de RMN ao longo do intervalo testemunhado em relação as fácies texturais. Em ordem crescente temos: a) EF1; b) EF2; c) EF3; d) EF4; e) EF5. Fonte: O autor.

A EF1 apresenta maior representatividade associadas às fácies texturais laminado grumoso (23,1%), caótico (19,2%) e “caverna/vugular” (15,4%). A EF2 tem menor ocorrência, e está relacionada a 3 fácies texturais: “caverna/vugular (66,7%), laminado grumoso (22,2%) e dômico arredondado (11,1%). A EF3 foi representada por laminado grumoso (26,9%), caótico (21,2%) e dômico arredondado (15,4%). A EF4 foi representando por laminado regular (20,5%), laminado grumoso e dômico arredondado (18,2%). Por último a EF5 é representada por laminado regular (25,5%) e caótico (25,5%).

8.2.2 Eletrofácies por ECS

Foram definidas 2 (duas) eletrofácies referentes a ferramenta de ECS, que separa as respostas para o silício e o cálcio (Tabela 6). Esses elementos foram normalizados levando em consideração apenas as suas próprias distribuições, a fim de atribuir peso igual para ambos. É importante ressaltar que mesmo com a normalização, os valores para o cálcio se comparado a silício são maiores, fazendo com que na análise das eletrofácies, nem sempre o que marcar alto cálcio terá valores baixos para o silício. Foi gerado então, um *box-plot* e a tabela 6 de valores de corte para demonstrar a variação de sílico e cálcio. (Figura 55).

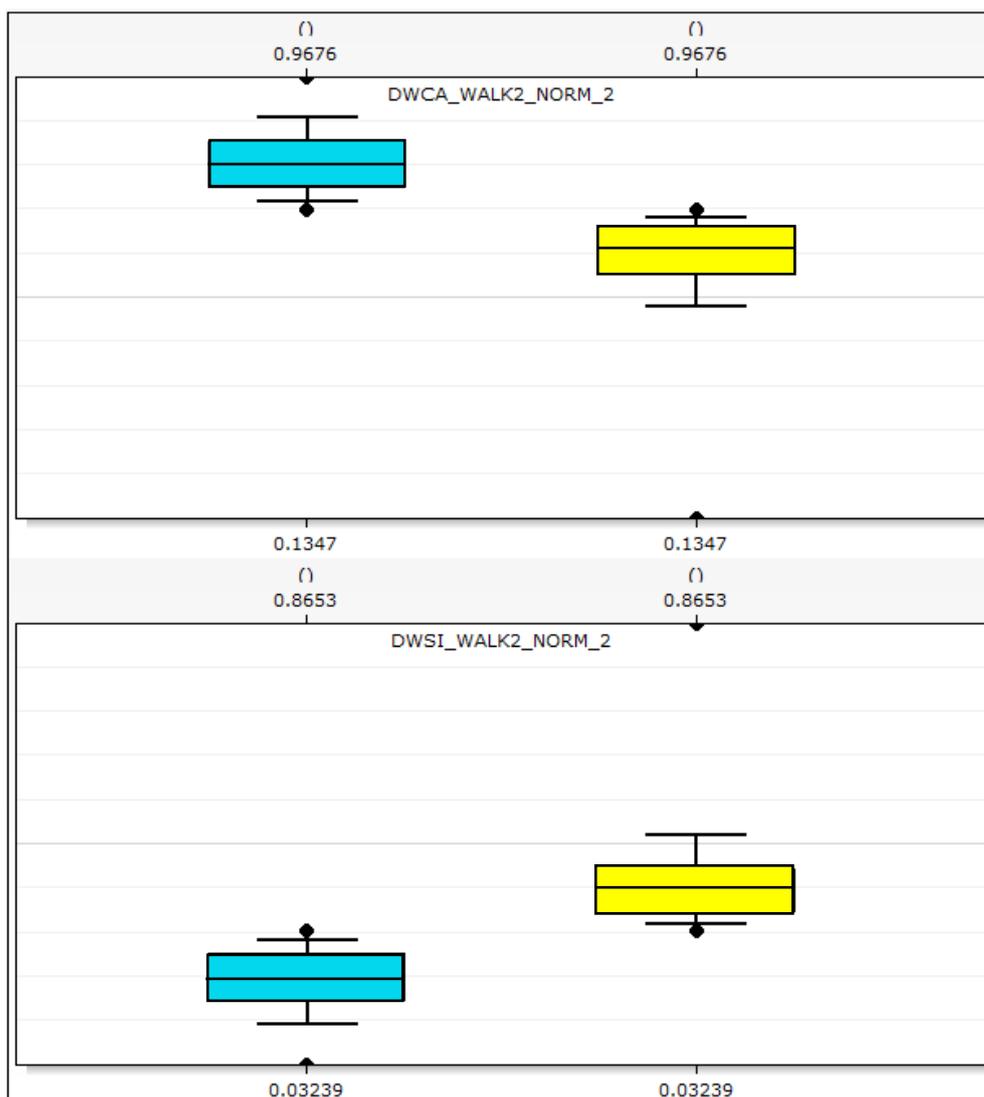


Figura 55: Box-plot gerado através do software TECHLOG®. Nessa etapa foi feita a análise para as frações de silício e cálcio, segregando-os em dois tipos. Fonte: O autor.

Tabela 6: Valores mínimos, máximos, médios, medianos e de desvio padrão (DP) de peso “seco” do elemento cálcio (DWCA_WALK2_NORM_2) e do elemento silício (DWSI_WALK2_NORM_2) para cada uma das eletrofácies definidas.

EFCA	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
DWCA_WALK2_NORM_2	0,8	0,79	0,96	0,71	0,05
DWSI_WALK2_NORM_2	0,19	0,2	0,28	0,03	0,05
EFSI	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	DP
DWCA_WALK2_NORM_2	0,62	0,64	0,71	0,13	0,086
DWSI_WALK2_NORM_2	0,37	0,35	0,86	0,28	0,086

Da mesma forma que no tópico anterior, as eletrofácies por ECS foram analisadas ao longo do poço a fim de entender a sua distribuição em termos de profundidade e sua representatividade (Figura 56).

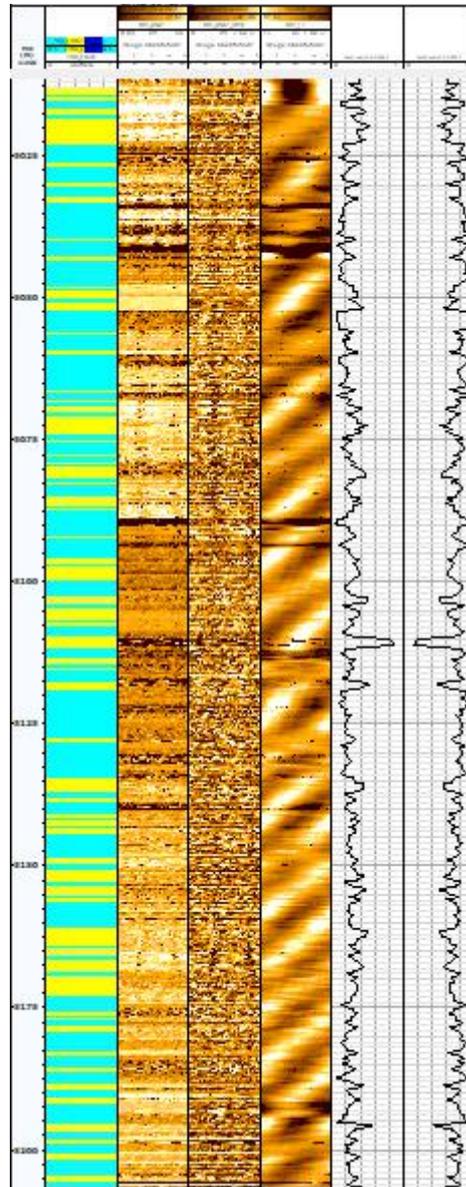


Figura 56: Distribuição das eletrofácies ao longo do poço ao lado do perfil de imagem acústica de amplitude, de tempo de trânsito e as curvas utilizadas para elaboração das eletrofácies: curva de fração em peso do elemento silício (DWSI_WALK_NORM_2) em amarelo e curva de fração em peso do elemento cálcio (DWCA_WALK_NORM_2) em azul claro. Fonte: O autor.

Eletrofácies 1 EFCA:

A EFCA (cor azul clara) é a que apresenta uma porcentagem de cálcio maior (Tabela 6). Nas profundidades entre 5022 m até 5069 m aparece de forma mais espessa, intercala-se com a EFSI com momentos de espessuras menores, e volta com altas espessuras entre 5119 m até 5160 m. Na base do intervalo testemunhado é intercalada com uma constância maior, de maneira adelgada (Figura 57).

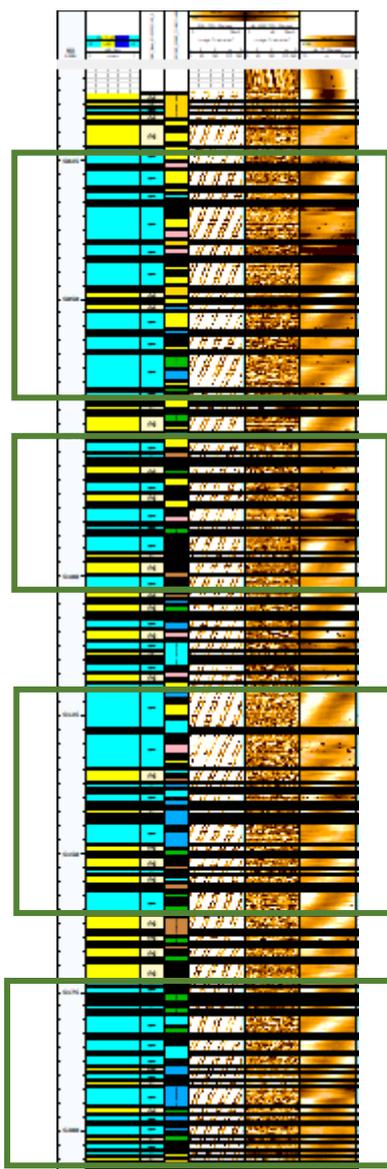


Figura 57: distribuição da eletrofácies EFCA em azul claro ao longo do poço. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: facies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Eletrofácies 2 EFSI:

A segunda EF é mais representativa de intervalos com incrementos do elemento silício (Tabela 6). De forma geral, sua representatividade é mais restrita no intervalo testemunhado, marcando regiões que apresentam incrementos nos valores desse elemento químico. No topo do intervalo testemunhado sua ocorrência é bem visível, com espessuras adelgadas. Passa por uma fase mais espaçada entre 5065 m e 5118 m, e de intervalos menos espessos que no topo, se concentrando em maior proporção no meio e próximo da base do testemunho, entre os intervalos 5133 m a 5172 m (Figura 58).

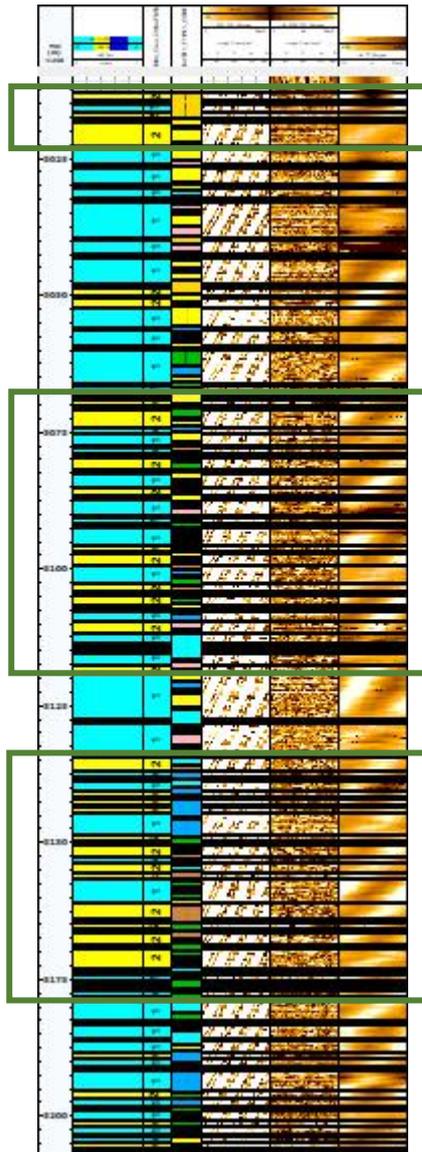


Figura 58: Distribuição da eletrofácies EFSI em amarelo ao longo do intervalo testemunhado. Os retângulos verdes marcam os locais de maior ocorrência. As linhas em cores pretas são representações da ocorrência da eletrofácies. i) primeiro: profundidade (MD em metros em escala de 1:250); ii) segundo e terceiro track: eletrofácies definidas; iii) quarto track: fácies texturais; iv) quinto track: imagem resistiva dinâmica; v) sexto track: imagem acústica de amplitude dinâmica e; vi) sétimo track: imagem de tempo de trânsito. Fonte: O autor.

Da mesma forma que foi feito para a eletrofácies por RMN, uma distribuição das eletrofácies por ECS foi feita em relação a ocorrência de fácies texturais no intervalo testemunhado (Figura 59). A finalidade foi de melhor entender quais fácies poderiam apresentar maiores valores para a avaliação do silício ou cálcio. Nesse caso, a EFCA

apresenta relação com laminado grumoso (20,4%), caótico (17,6%) e com laminado regular (15,7%) já a EFSI tem maior associação com as fácies texturais laminado grumoso (21,6%), laminado regular e caótico (20,3%).

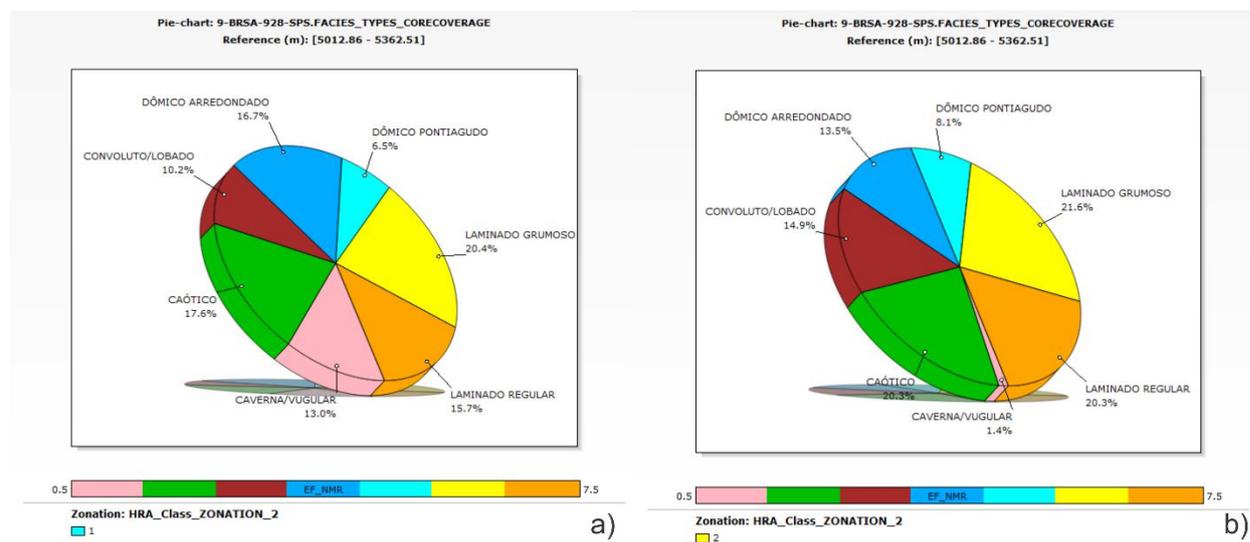


Figura 59: Distribuição das 2 eletrofácies por ECS ao longo do poço em relação as fácies texturais. Em ordem crescente temos: a) EFCA; b) EFSI. Fonte: O autor.

A análise única e exclusiva através dos perfis de imagem resistiva e acústica, não são suficientes para levantar hipóteses de onde se tem incremento de silício em possíveis regiões silicificadas. A resposta desses perfis é fornecida de acordo com escala de cores, sendo que sua interpretação geológica é critério do intérprete. O que se sabe é que o aumento dos teores de sílica é representado em tons chamativos brancos e claros, dito isso, essas eletrofácies por ECS auxiliam nas respostas em regiões de alta silicificação.

8.3 Integração de fácies texturais e descrição macroscópica do testemunho

Cada fácies textural por perfil de imagem definida neste estudo, abrange uma variação significativa de litotipos. Dessa maneira, tornou-se necessário saber quais tipos litológicos são mais representativos para os diferentes subgrupos de fácies texturais por perfis de imagem definidos (Figura 60).

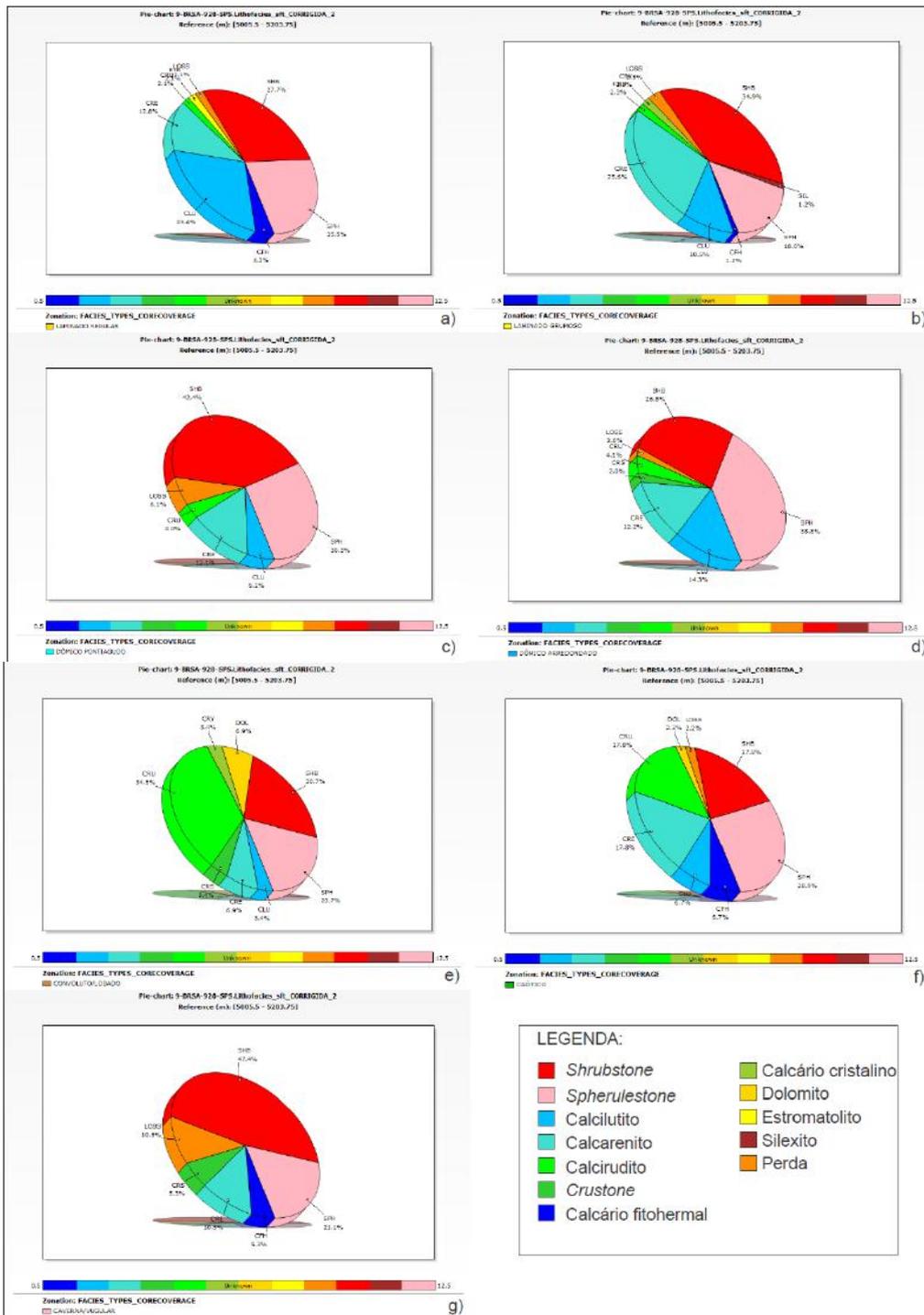


Figura 60: Correlação entre fácies texturais e os litotipos descritos do intervalo testemunhado. a) laminado regular; b) laminado grumoso; c) dômico pontiagudo; d) dômico arredondado; e) convoluto/lobado; f) caótico; g) "caverna/vulgar". Fonte: O autor.

Para o subgrupo das fácies texturais laminadas foi possível reconhecer algumas nuances. A fácies textural laminado regular apresenta relação maior com os litotipos *Shrubstone* - SHB (27,7%), *Spherulestone* - SPH (25,5%), Calcilitito - CLU (23,4%) e a intercalação entre estes litotipos. Já a fácies textural laminado grumoso é representada pelos litotipos *Shrubstone* - SHB (34,9%), Calcarenito - CRE (25,6%), *Spherulestone* - SPH (18,6%) e a intercalação entre eles.

O subgrupo das fácies texturais dômicas apresenta uma pequena variação. A fácies textural dômico pontiagudo é representada por: SHB (42,4%), SPH (30,3%) e a intercalação entre eles. Já a fácies textural dômico arredondado inverte e é representada por: SPH (38,8%), SHB (26,5%) e a intercalação entre eles.

O subgrupo das fácies textural convoluto/lobado é representada por: Calcirrudito - CRU (34,5%), SHB (20,7%), SPH (20,7%) e a intercalação entre eles. A fácies textural caótico compreende os litotipos: SPH (28,9%), SHB, CRU, CRE (17,8%) e a intercalação entre eles. A fácies textural “caverna/vugular”, apesar de sua baixa representatividade, compreende os litotipos SHB (47,4%), SPH (21,1%) e representa porções do intervalo testemunhado que apresentaram perdas, *LOSS* (10,5%).

9 DISCUSSÕES

Os resultados e análises mostrados anteriormente, trazem à tona alguns questionamentos e ideias gerados a partir da integração dos dados geológicos e descritivos dos litotipos da Formação Barra Velha, definição das fácies texturais com perfis de imagem e análises de eletrofácies.

Os resultados obtidos indicaram que todas as fácies texturais apresentam bons índices de porosidade e que as análises feitas a seguir levaram em consideração um caráter mais amplo de ocorrência de cada um dos subgrupos, em relação aos intervalos que apresentaram maior ou menor porosidade e as possíveis explicações sobre isso.

9.1 Fácies texturais laminadas

O subgrupo das fácies texturais laminadas são os que mais ocorrem ao longo do trecho testemunhado, sempre intercalado com as demais fácies texturais e responderam com as melhores eletrofácies de porosidade. Estas fácies texturais mostram mais afinidade com as ocorrências de SHB e SPH, com porosidade moderada em descrições macroscópicas. Além de representar SPH e CLU, estes litotipos, quando texturalmente finos, possivelmente pela presença de lama carbonática, são de difíceis distinção, a exceção da identificação de acamamentos planos paralelos quando visíveis, nos perfis de imagem.

No exemplo a seguir (Figura 61) é possível ver que a fácies textural laminado regular está contido na EF3 e EF4 (NMR), passando para o laminado grumoso mais contido na EF5 (NMR). Nota-se também, que junto a ocorrência dessas eletrofácies, ocorre a EFSI por ECS, marcando incremento de silício. Pela imagem de escaneamento é possível reconhecer zonas indicativas de uma possível silicificação pervasiva, de geometria tabular, e secundariamente como nódulos irregulares (Santos *et al.*, 2022 em fase de elaboração) indicando que, nesse caso, a silicificação pode ter intensificado a diminuição de porosidade, em regiões originalmente porosas. Em ambos os perfis de imagem essa silicificação é bem marcada por

coloração branca brilhosa, sendo essa a principal resposta se baseando exclusivamente nesse tipo de perfil.

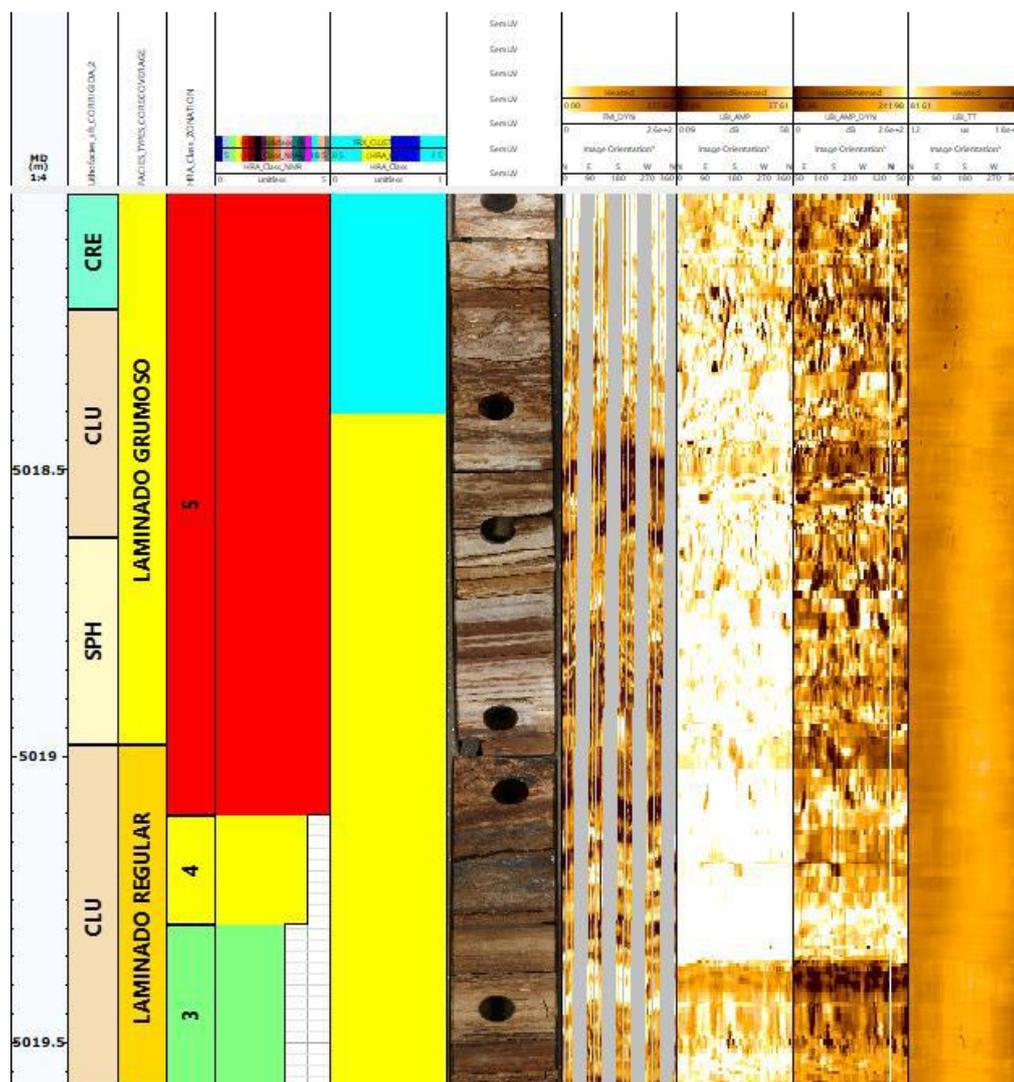


Figura 61: Integração de dados das fácies texturais laminadas. I) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).
Fonte: O autor.

A forma de ocorrência da silicificação pode ter relação direta com a textura da rocha e, com isso, conseqüentemente estar relacionada ao maior ou menor impacto na redução de porosidade. Sílica tabular, por exemplo, ocorre em maior volume, como pode ser observado

nos perfis de ECS e, de distribuição contínua. Estas formas de ocorrência estão mais associadas às rochas laminadas de matriz fina (CLU e SPH). Sílicas nodulares, com distribuições irregulares, estão associadas a litotipos como SHB, com porosidade prévias, onde ocorre a redução parcial de porosidade. Secundariamente, sílica nodular também ocorre em fácies finas, comumente deslocando e deformando a laminação. Nestes casos, todo o intervalo tem qualidade porosa.

A fácies textural laminado grumoso apresenta, comparativamente, melhor qualidade porosa que a fácies laminado regular. Nota-se, que mesmo com alternância dos litotipos SHB e SPH (Figura 62), a média geral de porosidade não apresentou grande mudanças. Quando a fácies laminado grumoso é predominantemente formada pelo litotipo SHB, os aspectos “textural” grumoso, reflete possivelmente a individualização dos *Shrubs* (geometrias tridimensionais, em forma de pequenos “arbustos”) e, com isso, uma possível ocorrência maior de porosidade “interpartículas” associadas.

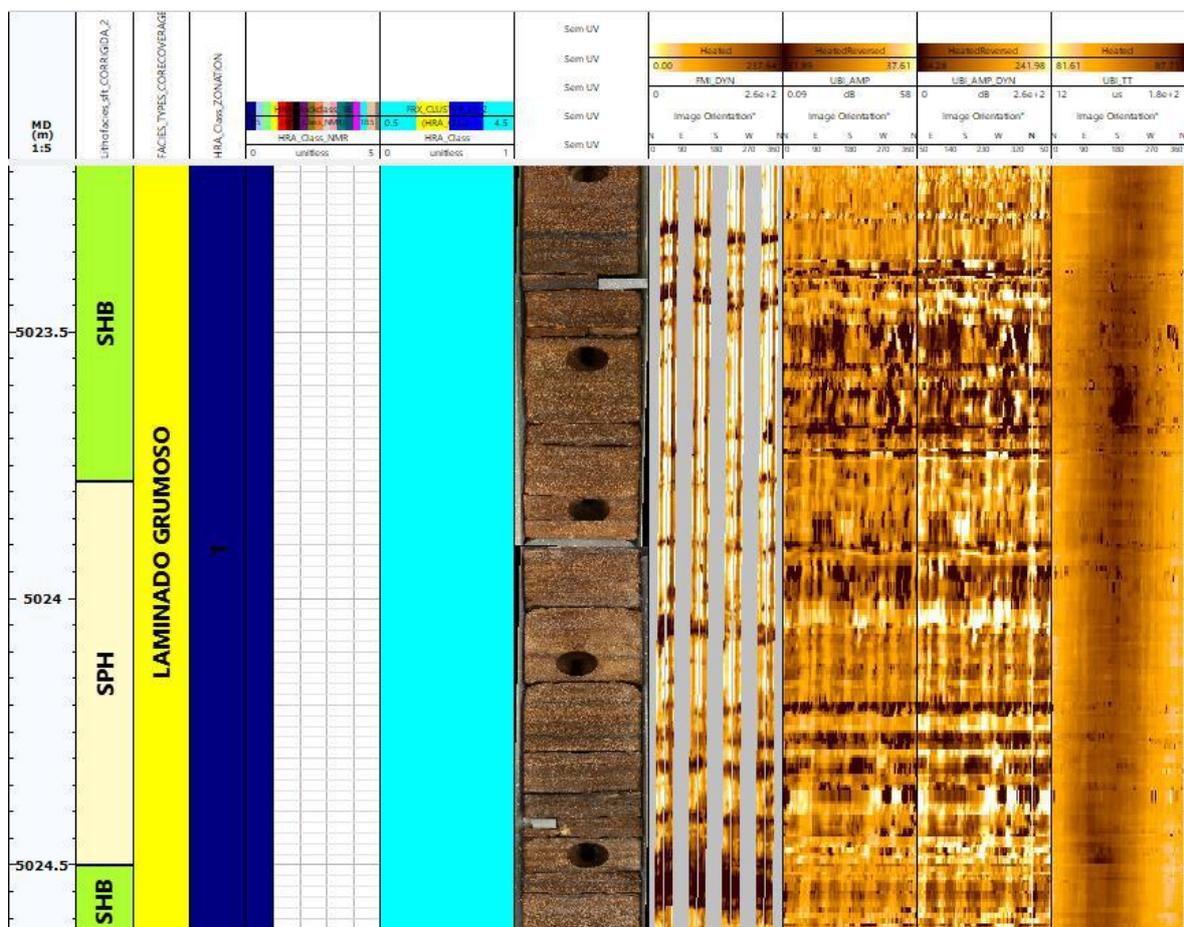


Figura 62: Integração de dados das fácies texturais laminadas. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

Litotipos SPH, associados a fácies textural laminado grumoso, podem ser característicos de intervalos de SPH com domínio da composição por esferulitos (partículas esféricas) do que a presença de matriz fina, como retratado acima na figura 62, em que o SPH apresenta feições de dissolução e alta porosidade (Santos *et al.*, 2022, em fase de elaboração). Do mesmo modo, alguns intervalos característicos de fácies laminado grumoso, em perfil de imagem, representavam intervalos particulados de litotipos CRE.

9.2 Fácies texturais dômicas

O subgrupo das fácies texturais dômicas está em terceira posição quanto a frequência de ocorrências. O fato de serem fácies dômicas era esperado que apresentassem qualidade, em termos de porosidade, superiores as fácies laminadas, no entanto, os resultados se mostraram bem semelhantes. Um exemplo interessante que envolve esta fácies texturais, está na figura 63 abaixo.

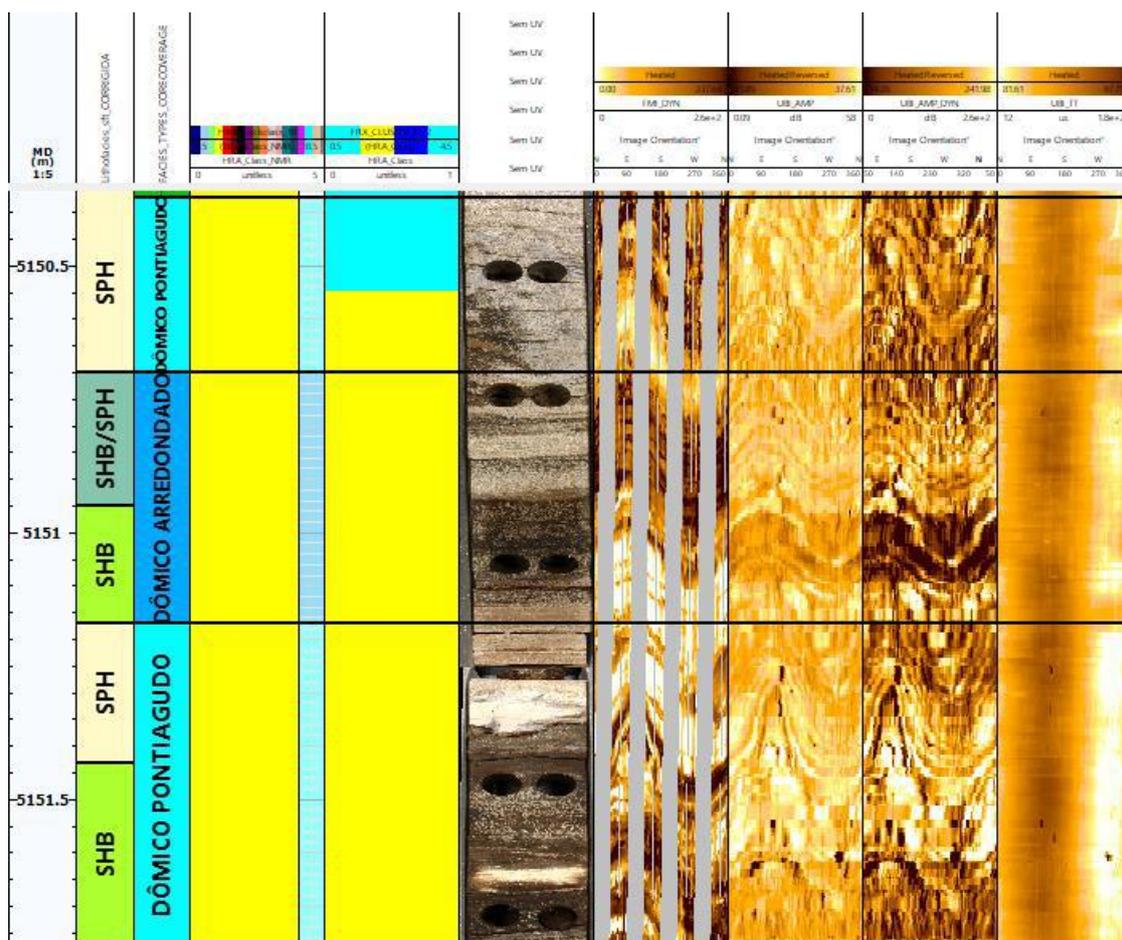


Figura 63: Integração de dados das fácies texturais dômicas. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).
Fonte: O autor.

Neste trecho, a EF4 é bem marcada ao longo do intervalo avaliado. Nota-se que a alternância de litofácies e fácies texturais mantém a qualidade em termos de porosidade indistinta. Algumas hipóteses podem ser elencadas, uma delas é a dominância do litotipo *Shrubstone*, com característica de geometrias “macroscópicas” dômicas, com textura interna dominante de agregados de *Shrubs* (Figura 64). Portanto, assemelhando-se com a fácies laminado grumoso. Além disso, nos intervalos analisados, esta fácies textural está representado por intercalações de litotipos como SHB e SPH, com espessuras centimétricas (10 cm a 30 cm), onde a não segregação em diferentes eletrofácies, pode estar relacionada a incapacidades de detecção da ferramenta de NMR por apresentar resolução vertical da ordem de 23 cm a 70 cm (Schlumberger, 2014). A entrada ou não de sílica, marcada pela EFSI de ECS, aparentemente não fez distinção no resultado, podendo sugerir que a sílica nestas fácies, não deve possuir geometrias irregulares e/ou não ocorrem de modo pervasivo, obliterando por completo a porosidade da rocha.

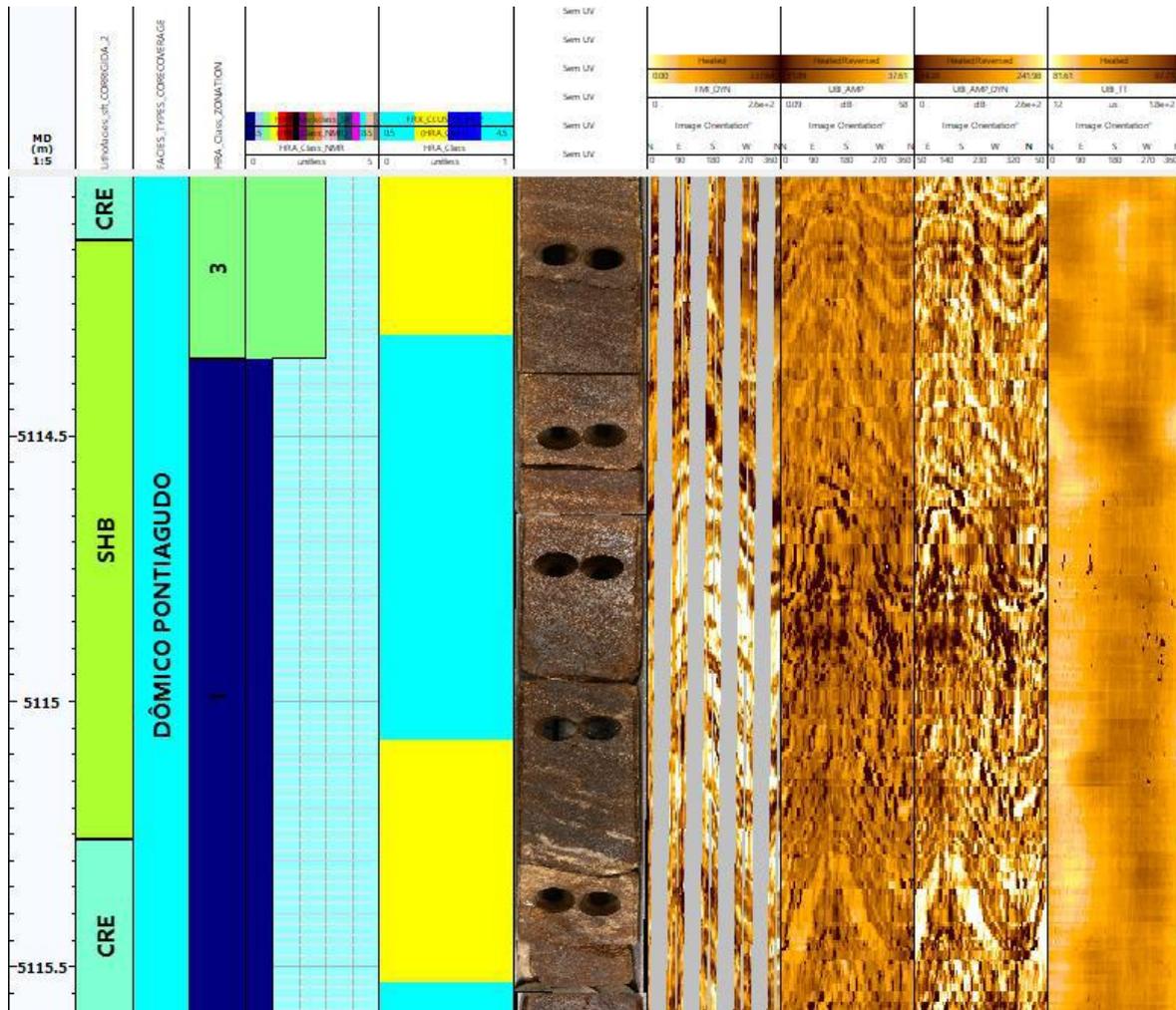


Figura 64: Integração de dados das fácies textural dômico pontiagudo. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT).
Fonte: O autor.

Ao comparar o subgrupo das fácies texturais dômicas com o subgrupo das fácies texturais laminadas, podemos ver que há uma maior ocorrência de EF1 e menor de EF5 para as fácies dômicas do que para as fácies laminadas (Figura 65), em geral, representado pelo maior volume de fluido livre (CMFF).

O fato desse tipo de fácies texturais ocorrer em menor volume ao longo do intervalo testemunhado, se comparado com as fácies laminadas, pode atribuir a esta última um papel mais expressivo quanto a qualidade reservatória do poço.

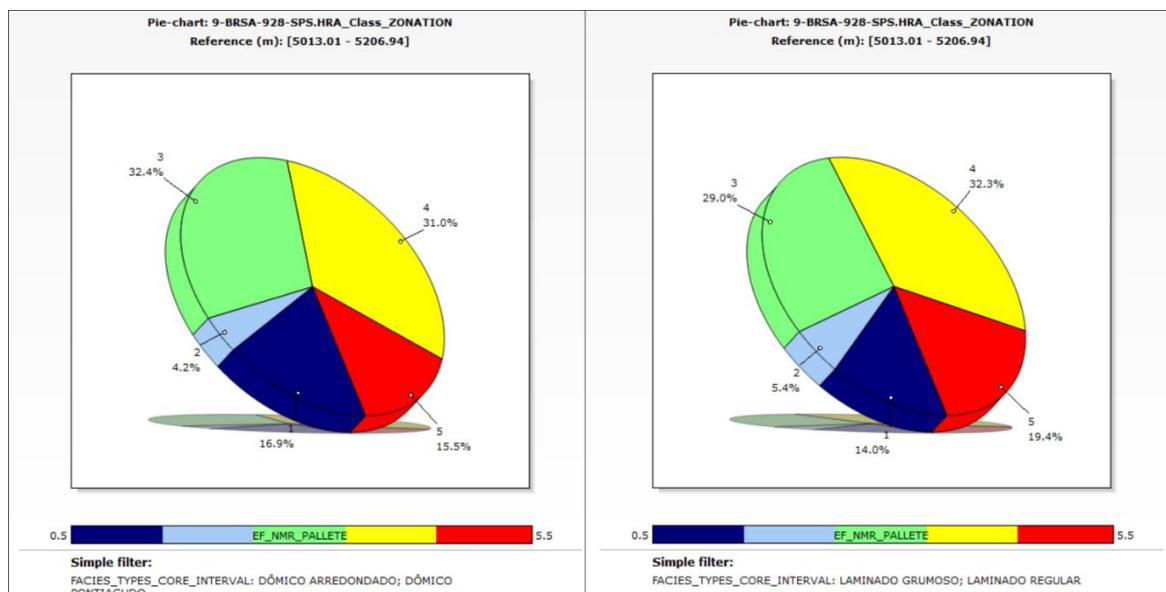


Figura 65: Comparação em termos de eletrofácies (NMR) entre as fácies texturais dômicas a esquerda com as laminadas a direita. Fonte: O autor.

9.3 Fácies textural caótico, “caverna/vugular” e convoluto/lobado

O terceiro subgrupo é marcado por diferenças complexas que no caso da fácies textural caótico necessita de maiores informações. No caso desta, apesar de apresentar boa qualidade em termos de eletrofácies, necessitaria de uma subdivisão interna, sendo necessário recorrer a dados petrográficos. A baixa qualidade em termos de EF por exemplo, pode ter relação com impacto de processos diagenéticos, não detalhados neste estudo, como dissoluções e cimentações diversas, que incluem silicificação e dolomitização. A distribuição heterogênea, comumente observada no poço estudado, pode ser um dos fatores que imprimem o aspecto caótico determinado para este subgrupo (Figura 66).

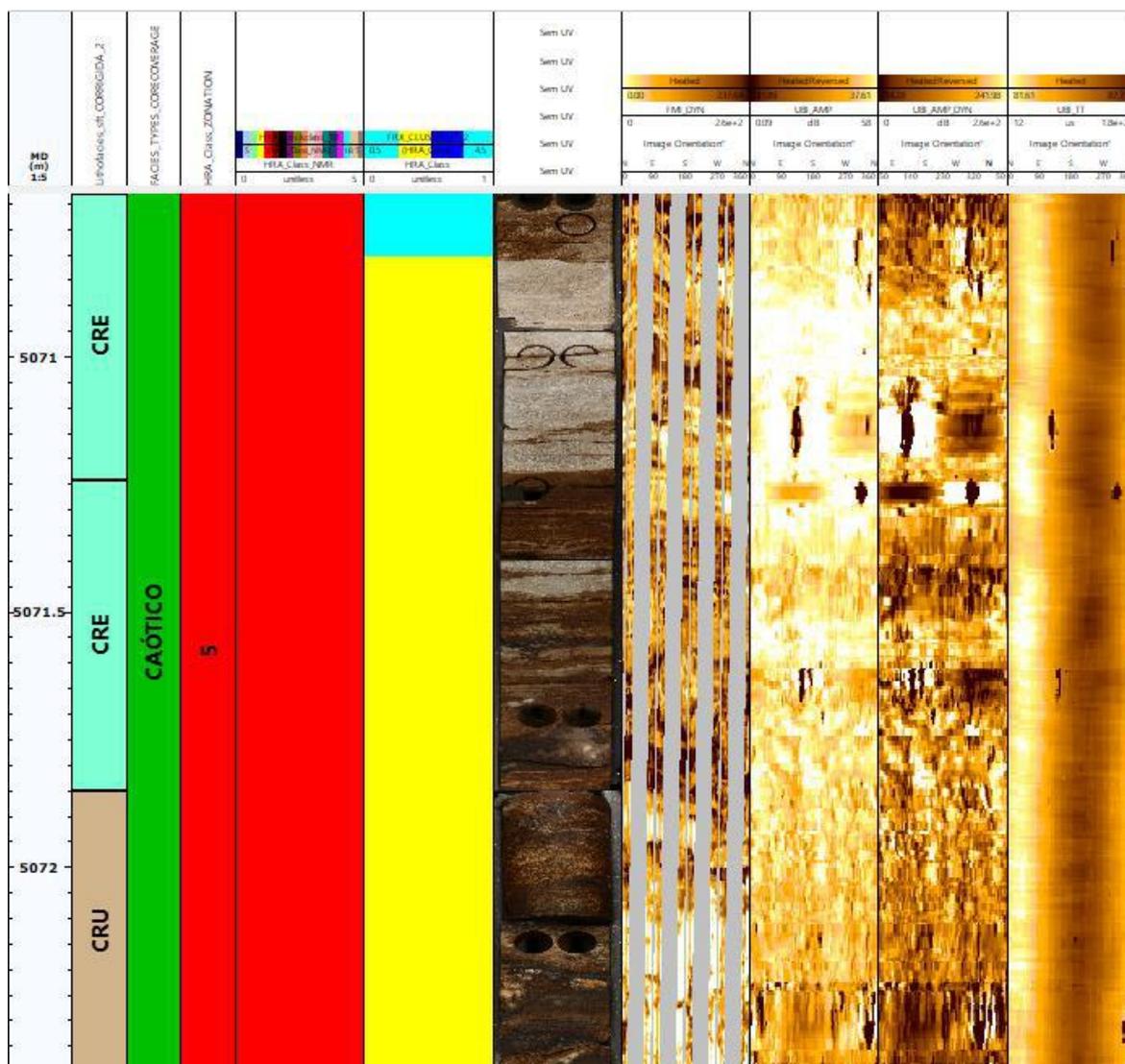


Figura 66: Integração de dados das fácies textural caótico. i) primeiro track: profundidade (MD em metros); ii) segundo track: descrição litofaciológica; iii) terceiro track: fácies textural definida; iv) quarto track: eletrofácies do RMN; v) quinto track: eletrofácies do ECS vi) sexto track: fotos do intervalo testemunhado; vii) sétimo track: imagem resistiva dinâmica (FMI_DYN) viii) oitavo track: Imagem acústica de amplitude estática (UBI_AMP); ix) nono track: Imagem acústica de amplitude dinâmica (UBI_AMP_DYN); e x) décimo track: imagem acústica de tempo de trânsito (UBI_TT). Fonte: O autor.

A fácies textural “caverna/vugular” apresenta baixa ocorrência no poço. Sua resposta quanto aos perfis geofísicos se assemelha ao descrito por Valle *et al.* (2021) que, em regiões de altos tempos de trânsito o volume de fluido livre deveria ser maior, o que não ocorre, indicando que nessas regiões existem fatores que resultam na invasão da lama de perfuração, por serem zonas relativas a espaços “vazios”, podendo estar ligado a zonas fraturadas.

A fácies textural convoluto/lobado similarmente a fácies textural caótico necessita de maior análise e uma possível divisão em subtipos, de tal forma que por não representar uma expressividade grande ao longo do intervalo testemunhado, em termos de porosidade, é inconclusiva.

Notou-se também que as fácies que puderam ser mais bem classificadas e definidas como as laminadas e dômicas, concentraram-se em pontos específicos do intervalo testemunhado. As dômicas são mais recorrentes após a profundidade de 5100 m enquanto as laminadas mais para o topo da Formação Barra Velha. Essas informações podem servir de base para análises quanto ao ambiente e processos deposicionais da Formação Barra Velha, como, por exemplo, interpretações a respeito de raseamento ou variação do nível de base do lago, sendo esta, uma resposta interessante para possível modelagem geológica de reservatório, levando em consideração a resposta que os perfis de imagem puderam fornecer.

10 CONCLUSÕES

A Sucessão vertical de litotipos da seção reservatório relativo a Formação Barra Velha do Pré-sal da Bacia de Santos, apresenta uma alta complexidade em razão de sua alta heterogeneidade por se tratar de reservatórios carbonáticos. A demanda por trabalhos que envolvam o melhor entendimento das texturas dessas rochas quanto a sua resposta através de perfis geofísicos, principalmente os considerados especiais (como perfil de imagem) se faz cada vez mais importante na compreensão de suas características, tanto para a indústria quanto para a academia.

Logo, o atual trabalho tentou aproximar diversos tipos de análises, tanto de métodos diretos quanto indiretos, com intuito de reconhecer e caracterizar padrões e entender quais possíveis respostas podem ser obtidas com a integração de dados e ferramentas.

As principais conclusões obtidas com este trabalho foram:

1. Definição das fácies texturais por perfis de imagem se mostrou relevante para determinadas fácies, apesar da dificuldade encontradas na integração de diferentes escalas de observação e ferramentas, tais como, análise de eletrofácies e descrição da rocha.
2. A modelagem de eletrofácies para as ferramentas de ressonância magnética nuclear e espectroscopia elementar apresentou importante potencial, pois permitiu entender quais locais do intervalo testemunhado apresentavam melhor qualidade de porosidade, além de exibir a diferença composicional em termos de silício e cálcio.
3. Discussões acerca da silicificação, análise integrada de fácies texturais dômicas e análise integrada de fácies texturais laminadas foram relevantes pois levantaram a discussão e sugestões de possíveis fatores que controlam a qualidade das litofácies reservatório;

4. O padrão de empilhamento das fácies texturais laminadas na primeira metade do poço e das fácies texturais dômicas na segunda metade do poço são indicativos interessantes do potencial de mapeamento dessas ocorrências, através dos perfis de imagem. Dessa forma é evidente que, apesar das limitações, essa ferramenta apresenta extrema relevância na análise sedimentológica, uma vez que reconhece diversas geometrias que podem ajudar a elucidar pensamentos a respeito da modelagem geológica de reservatório em termos de ambientes paleodeposicionais.
5. Com o avanço da integração de dados de perfis de imagem e descrição de rocha, os critérios e padrões de definição de fácies texturais em perfis de imagem, se tornaram mais robustos. Sendo assim, poderão ser aplicadas em trabalhos futuros, técnicas computacionais como de aprendizado de máquina de modo que seja possível traçar fácies texturais automaticamente para intervalos não testemunhados. Dessa maneira, a ferramenta de imagem auxilia na avaliação de diversos poços sem que seja necessário operações de testemunhagem.

É importante ressaltar que neste trabalho, não foram exauridas as correlações qualitativas e quantitativas de fácies por imagem e descrição petrográficas, que são sugestões para explorar em trabalhos futuros.

11 BIBLIOGRAFIA

ANP (Agência Nacional De Petróleo). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Janeiro de 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/sapinhua.pdf>. Acessado em: 02.04.2021.

AKBAR, M., M. PETRICOLA, M. WATFA, M. BADRI, M. CHARARA, A. BOYD, B. CASSELL, R. NURMI, J. P. DELHOMME, M. GRACE, B. KENYON, AND J. ROESTENBURG, 1995, Classic interpretation problems: evaluating carbonates: Schlumberger Oilfield Review, 7, 38-57.

AL-KHABBAZ, M. et al. Complex Artifacts in Resistivity and Acoustic Image Data: Recognition and Use in Borehole Image Interpretation. Annual Convention and Exhibition. Long Beach, California: [s.n.]. April 22-25, 2012.

ASMUS, H.E., PONTE, F.C. 1973. The Brazilian Marginal Basins. In: Nairn, A.E.M., Stehli, F.G. (eds.). The Ocean Basins and Margins, The South Atlantic, Plenum Press, Nova York, 1:87-133.

BAHNIUK, A. M.; ANJOS, S.; FRANÇA, A. B.; MATSUDA, N.; ELLER, J.; MCKENZIE, J. A.; VASCONCELOS, C. 2015. Development of microbial carbonates in the Lower Cretaceous Codó Formation (north-east Brazil): Implication for interpretation of microbialite facies associations and palaeoenvironmental conditions. *Sedimentology*, Oxford, v. 62, p. 155-181, 2015.

BARTON, COLLEEN A.; ZOBACK, MARK D. (2002). Discrimination of Natural Fractures from Drilling-Induced Wellbore Failures in Wellbore Image Data - Implications for Reservoir Permeability. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 5(3), 249–254.

BLOEMENKAMP, R. et al. Design and Field Testing of a New High-Definition Microresistivity Imaging Tool Engineered for Oil-Based Mud. SPWLA 55^o Annual Logging Symposium. Abu Dhabi, United Arab Emirates: SPWLA - Society of Petrophysicists and Well Log Analysts. 2014.

BOURKE, L. et al. Using Formation MicroScanner Images. *Oilfield Review*, 1989. 16-40.

BOYD, A., SOUZA, A., CARNEIRO, G., MACHADO, V., TREVIZAN, W., SANTOS, B. ET AL. (2015) Presalt carbonate evaluation for Santos basin, Offshore Brazil. *Petrophysics*, 56(6), 577– 591.

BREKKE, H., MACEACHERN, J. A., ROENITZ, T., & DASTGARD, S. E. (2017). The use of microresistivity image logs for facies interpretations: An example in point-bar deposits of the McMurray Formation, Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*, 101(05), 655–682.

BUCKLEY, J. D.; BOSENCE, D. W.; ELDERS, C. F. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 418, p 1–17, 2015.

BURNE, ROBERT & MOORE, LINDA. (1987). Microbialites: Organosedimentary Deposits of Benthic Microbial Communities. *Palaios*. 2. 241-254.

CAINELLI, C., MOHRIAK, W. U. (1999). Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. *Episodes*, 22(3), 206-216.

CARLOTTO, M.A., SILVA, R.C.B., YAMATO, A.A., TRINDADE, W.L., MOREIRA, J.L.P., FERNANDES, R.A.R. AND RIBEIRO, O.J.S., 2017, *Libra: A Newborn Giant in the Brazilian Presalt Province*, in R. K. Merrill and C. A. Sternbach, eds., *Giant fields of the decade 2000– 2010: AAPG Memoir 113*, p. 165–176.

CARMINATTI, M., WOLFF, B., GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. In: *World Petroleum Congress, 19., 2008, Spain. New Frontier Exploration. Forum 01.*

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R. O., FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, 213(1-2), 97–138, 1992.

DE LUCA, PEDRO & MATIAS, HUGO & CARBALLO, JOSE & SINEVA, DIANA & PIMENTEL, GUSTAVO & TRITLLA, JORDI & CERDÀ, MATEU & LOMA, RUBÉN & JIMÉNEZ, RICARDO & PONTET, MATTHIEU & MARTINEZ, PEDRO & VEGA, VICTOR. (2017). *Breaking Barriers and Paradigms in Presalt Exploration: The Pão de Açúcar Discovery (Offshore Brazil)*.

DONSELAAR, M.E., SCHMIDT, J.M., 2005. Integration of outcrop and borehole image logs for 776 high-resolution facies interpretation: example from a fluvial fan in the Ebro Basin, Spain. *777 Sedimentology* 52, 1021-1042.

DONSELAAR, M.E., SCHMIDT, J.M., 2010. The application of borehole image logs to fluvial facies interpretation. In: *In: Pöppelreiter, M., García-Carballido, C., Kraaijveld, M. (Eds.), Dipmeter and Borehole Image Log Technology: AAPG Memoir, vol. 92. pp.145–166.*

FORNERO, SOFIA & MARINS, GABRIEL & LOBO, JANAÍNA & FREIRE, FERNANDO & LIMA, EVANDRO. (2018). Characterization of subaerial volcanic facies using acoustic image logs: Lithofacies and log-facies of a lava-flow deposit in the Brazilian pre-salt, deepwater of Santos Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 99.

GARCIA-CARBALLIDO, CARMEN & BOON, J. & TSO, N., (2010). Data Management and Quality Control of Dipmeter and Borehole Image Log Data. *AAPG Memoir*. 39-49.

GOMES, J. P., BUNEVICH, R. B., TEDESCHI, L. R., TUCKER, M. E., & WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, v. 113, p. 104176, 2020.

GOODALL, T.M., MOLLER, N.K., RONNINGSLAND, T.M., 1998. The integration of electrical image logs with core data for improved sedimentological interpretation. *Geological Society, London. Spec. Publ. 136*, 237–248.

GRACE, L. M., AND B. NEWBERRY, 1998, Geological applications of electrical images and dipmeter: Short Course Notes, Schlumberger Oilfield Services, v. 8.1.

GROU, T. M. L. Caracterização Geológica Da Formação Carapebus Da Bacia De Campos Através Da Análise De Eletrofácies. 2015. 116p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas.

HANSEN, B., AND J. BUCZAK, 2010, Making interpretable images from image logs, in M. Poppelreiter, C. García-Carballido, and M. Kraaijveld, eds., Dipmeter and borehole image log technology: AAPG Memoir 92, p. 51 – 66.

HURLEY, N. F. Borehole Images. In: ASQUITH, G.; KRYGOWSKI, D. Basic Well Log Analysis. [S.l.]: AAPG Methods in Exploration Series No.16, 2004. p. 151- 163.

JAMES, G. et al. An Introduction to Statistical Learning with Applications in R. New York: Springer, 2013.

KATTAH, S. Exploration Opportunities in the Pre-Salt Play, Deepwater Campos Basin, Brazil. The Sedimentary record, 15, p 4–8, 2017.

LAGRABA P., J. O., S. M. HANSEN, M. SPALBURG, AND M. HELMY, 2010, Borehole image tool design, value of information, and tool selection, in M. Poppelreiter, C. García-Carballido, and M. Kraaijveld, eds., Dipmeter and borehole image log technology: AAPGMemoir 92, p. 15–38.

LAI, J., WANG, G., WANG, S., CAO, J., LI, M., PANG, X., QIN, Z. (2018). A review on the applications of image logs in structural analysis and sedimentary characterization. Marine and Petroleum Geology, 95, 139–166.

LOFTS, J. C.; BOURKE, L. T. (1999). The recognition of artefacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices. Geological Society, London, Special Publications, 159(1), 59–76.

MILANI, E.D., MELO, J. H.G., SOUZA, P.A., FERNANDES, L.A. FRANÇA, A.B. 2007. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da Petrobras, Bacias Sedimentares Brasileiras. Rio de Janeiro, 15(2): 265-287.

MOREIRA J.P., MADEIRA C.V., GIL J.A., MACHADO M.A.P. 2007. bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, 15:531-549.

MUNIZ, M. C. & BOSENCE, D. W. J. 2008. Sedimentary evolution in the Aptian of the Campos Basin, Brazil. Paper presented at the 14th British Sedimentological Research Group Annual General Meeting, Liverpool, UK

MUNIZ, M. C., & BOSENCE, D. W. J. (2015). Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 418(1), 221–242.

NAVEIRO, J. & HAIMSON, D. (2015). Sapinhoá Field, Santos Basin Pre-Salt: From Conceptual Design to Project Execution and Results. 10.4043/26320-MS.

NOAA (National oceanic and atmospheric administration). World Magnetic Field, 2019. Disponível em: <https://www.ngdc.noaa.gov/geomag/WMM/image.shtml>. Acessado em: 10.08.2021.

OJEDA, H. A., & CESERO, P. 1973. Bacias de Santos e Pelotas, geologia e perspectivas petrolíferas. Rio de Janeiro, Petrobrás. (Internal report).

OJEDA, H. A. & ARANHA, L. G. F. 1980. Bacia de Santos, integração geológica regional. Rio de Janeiro, Petrobrás. (Internal report).

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

RAJABI, MOJTABA & TINGAY, MARK & HEIDBACH, OLIVER. (2014). The Present-day Stress Pattern in the Middle East and Northern Africa and Their Importance: The World Stress Map Database Contains the Lowest Wellbore Information in these Petroliferous Areas. 10.2523/IPTC-17663-MS.

RICCOMINI, C., SANT'ANNA, L. G., & TASSINARI, C. C. G. (2012). Pré-sal: geologia e exploração. Revista USP, 0(95), 33.

RIDER, M.H. (1996). The geological interpretation of well logs. 199-225.

RITTER, RENÉ & GOREK, MATTHIAS & FULDA, CHRISTIAN & KRUEGER, VOLKER & CHEMALI, ROLAND & LOFTS, JEREMY & MORRIS, STEPHEN. (2005). High Resolution Visualization of Near Wellbore Geology using While-Drilling Electrical Images. Petrophysics. 46.

SCHLUMBERGER, 2002. Advanced borehole imaging independent of mud type.

SCHLUMBERGER, 2014. High-speed, high resolution NMR measurements for permeability, water cut, and hydrocarbon pore volumes.

SCHLUMBERGER, 2015. Imaging: Getting the Picture Downhole

SANTOS, J., ARENA, M. VALLE, B. et al., 2022, Descrição petrográfica macroscópica do testemunho poço A, Campo de Sapinhoá, Bacia de Santos. Relatório Interno Projeto PRE-SAL/Lagesed. Em fase de elaboração.

SOARES, AGNELO. (2005). Um fluxo de trabalho para modelagem de eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada. 10.3997/2214-4609-pdb.160.SBGF223.

TERRA, G. J. S., SPADINI, A. R. ET AL. 2010. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares. Boletim de Geociências Petrobras, 18, 9–29.

THOMPSON, L. 2000. Atlas of Borehole Imagery. American Association of Petroleum Geologists Discovery Series, 4. Tulsa, Oklahoma, USA.

TRACADAS, PHILIP & BONAVIDES, CLOVIS & QUIREIN, JOHN & PERKINS, TEGWYN. (2011). Evaluation of Navigation Quality of Non-Survey Logging or MWD Tools and Methods of Navigation Sensor Correction and Reconstruction.

TUCKER, M. 1982. Sedimentary Rocks in the Field. The Geological Field Guide Series. John Wiley & Sons, West Sussex, England.

TUTOLO B, TOSCA NJ (2018) Experimental examination of Mg-silicate carbonate system at ambient temperature: implications for alkaline chemical sedimentation and lacustrine carbonate formation. *Geochim Cosmochim Acta* 225:80–101.

VALLE, BRUNO & DAL' BÓ, PATRICK & SANTOS, JEFERSON & AGUIAR, LUCAS & COELHO, PEDRO & FAVORETO, JULIA & ARENA, MICHELE & SANTOS, HÉLISSON & RIBEIRO, CAROLINA & BORGHI, LEONARDO. (2021). A new method to improve the NMR log interpretation in drilling mud-invaded zones: A case study from the Brazilian Pre-salt. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 203.

WILSON, M.E.J., LEWIS, D., YOGI, O., HOLLAND, D., HOMBO, L., GOLDBERG, A., 2013. Development of a Papua New Guinean onshore carbonate reservoir: a comparative borehole image (BHI) and petrographic evaluation. *Mar. Petrol. Geol.* 44, 164–195.

WRIGHT V.P., BARNETT A.J., (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early cretaceous lacustrine carbonates. In: Bosence DWJ, Gibbons KA, Le Heron DP, Morgan WA, Pritchard T, Vining BA (eds) *Microbial carbonates in space and time: implications for global exploration and production*. Geological Society, London, pp 209–219.

WRIGHT V.P., EMERY L., TOSCA N.J., CHERNS L., (2017) Carbonates in hyperalkaline settings: lessons from modern systems and implications for South Atlantic “Microbialites”. *Lyell Meeting 2017: sticking together: microbes and their role in forming sediments, abstracts*. Geological Society of London, London, pp 110–111.

ZHENG, WENHAO; TIAN, FEI; DI, QINGYUN; XIN, WEI; CHENG, FUQI; SHAN, XIAOCAI (2021). Electrofacies classification of deeply buried carbonate strata using machine learning methods: A case study on ordovician paleokarst reservoirs in Tarim Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 123(), 104720–.