

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA  
CURSO DE GEOLOGIA**

**CLARA COSTA POLANSKI**

**CONSTRUÇÃO DE SEÇÕES GEOLÓGICAS EM ESCALA SUBSÍSMICA A  
PARTIR DE PERFIS DE IMAGEM PROVENIENTES DE POÇOS DO CAMPO DE  
BÚZIOS, BACIA DE SANTOS – RJ**

**CURITIBA**

**2023**

**CLARA COSTA POLANSKI**

**CONSTRUÇÃO DE SEÇÕES GEOLÓGICAS EM ESCALA SUBSÍSMICA A  
PARTIR DE PERFIS DE IMAGEM PROVENIENTES DE POÇOS DO CAMPO DE  
BÚZIOS, BACIA DE SANTOS – RJ**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Geologia, da Universidade  
Federal do Paraná como requisito parcial à  
obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Barbara Trzaskos  
Coorientador: Geol. Me. Vítor Lamy Mesiano  
Savastano.

**CURITIBA**

**2023**



À minha *nonna*, Maria Lisse Bobato Costa (*in memoriam*). Que você possa me ver realizar meus sonhos de onde estiver e que eu possa eternizar sua foto favorita.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à Universidade Federal do Paraná e ao Departamento de Geologia, por me proporcionarem diversas oportunidades de aprendizado e a infraestrutura necessária para a minha formação. Agradeço, em especial, ao Centro Politécnico, por ter se tornado uma segunda casa e ao LABAP, por ter me proporcionado diversas oportunidades ao longo da graduação e por me permitir usar o espaço físico para gerar os resultados deste trabalho.

Agradeço ao Martin Hester e à *Geoactive* por serem sempre solícitos e por cederem a licença acadêmica do *software Interactive Petrophysics* e à *Katalyst*, pelo acesso ao *software* Geopost. Agradeço ainda à ANP, pela cessão dos dados referentes aos poços 9-BUZ-4-RJS, 3-RJS-723 e 9-RJS-708 e do levantamento sísmico R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM.

Em especial, agradeço à minha orientadora, Barbara Trzaskos, que me ensina muito desde a iniciação científica e me incentiva a aprender cada vez mais sobre o mundo da geologia estrutural, pelas horas dispendidas em correções, conversas e conselhos. Agradeço especialmente, também, ao meu coorientador, Vítor Savastano, pela paciência e dedicação em me ensinar o caminho acústico e resistivo das pedras.

Agradeço a todos os professores e professoras que participaram da minha formação não só acadêmica, mas pessoal, e que me deram apoio em momentos difíceis e de dúvidas, em especial Hindi, Cristina, Mancini, Adriana, Leo, Renato, Gustavo e BA. Às vezes uma conversa, uma piada ou a atenção a uma dúvida ou curiosidade tornam os dias mais fáceis.

Agradeço aos meus pais, Marcos e Daniela, por serem os meus maiores incentivadores e por abdicarem de tanto para que eu pudesse chegar ao final deste curso. Aos meus tios, Juliana e Kaluan, por me apresentarem a geologia na infância e me aconselharem sempre nos caminhos geológicos que decidi trilhar. Aos meus avós Neusa, Vicente, Bernardina e José, por todo carinho em me cuidar. À minha *nonna*, Maria Lisse (*in memoriam*) por todo o carinho e ensinamentos e por mostrar que as mulheres têm força e capacidade para fazer o que quiserem. Aos meus tios e tias, tios-avôs e tias-avós, por todo carinho, caronas e risadas ao longo dos anos. Aos meus primos, por serem os melhores irmãos que uma filha única poderia pedir.

Agradeço, também, à turma do mapa de 2023, por tornar a experiência complexa do mapeamento em encontros leves e divertidos e por me ensinar que a

geologia não se faz sozinha. Aos colegas de LABAP ao longo dos anos, que me ajudaram nas mais diversas dúvidas, em especial Dani, Mérolyn, Coxinha, Ronaldo e Vanessa.

Agradeço às amigas da Equipe 67, Helo, Bel, Liv, Gabi e Andressa, vocês me apoiaram em momentos difíceis e tornaram este curso mais feliz e, definitivamente, mais engraçado, sendo muitas vezes a motivação para as pequenas alegrias diárias que me fizeram e fazem continuar.

Por fim, agradeço à Geologia, por me permitir ver o mundo nas mais diversas escalas.

*“Hope” is the thing with feathers  
That perches in the soul,  
And sings the tune without the words,  
And never stops - at all”*

*Emily Dickinson*

## RESUMO

O Campo de Búzios, pertencente à Bacia de Santos e localizado a 180 km da costa brasileira, é o segundo maior produtor de óleo no Brasil e tem como reservatórios as formações Itapema e Barra Velha. Perfis de imagem são resultado da utilização de ferramentas de aquisição de propriedades petrofísicas acústicas e resisivas e permitem a interpretação de feições sedimentológicas, litológicas e estruturais com alta resolução. As seções geológicas subsísmicas são produtos relevantes gerados a partir da interpretação de perfis de imagem, permitindo a extrapolação de feições e a visualização de estruturas de maior escala e promovendo a correlação perfil-sísmica. A fim de construir as seções geológicas subsísmicas e compreender sua correlação com dados sísmicos, foram interpretados perfis de imagem acústicos e resistivos para os poços 3-RJS-723 e 9-RJS-708 e acústicos para o poço 9-BUZ-4-RJS, com enfoque em acamamentos e fraturas fechadas, abertas e semiabertas. Para tanto, foram interpretadas, ainda, a *inline* 4500 e a *xline* 3650 do levantamento sísmico 3D R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM, focando em falhas e horizontes sísmicos como topo e base do sal e fundo do mar. Ao analisar os acamamentos utilizando o método *Statistical Curvature Analysis – SCAT*, foi possível interpretar os padrões estatísticos do poço 3-RJS-723 como correspondentes a uma estrutura do tipo *moderate to steep homoclinal dip* e os pertencentes aos poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708 a estrutura do tipo *normal fault with flattening drag*. As fraturas sumarizadas nos gráficos *Discrete Network Fracture – DFN* demonstram uma predominância de feições semiabertas e uma maior expressividade destas estruturas associada ao poço 9-BUZ-4-RJS. As seções sísmicas indicam a presença de falhas normais de plano curvo sintéticas e antitéticas associadas às proximidades dos poços. Correlacionando os dados, as seções geológicas em conjunto com a sísmica indicam a associação entre o basculamento das camadas presentes no poço 3-RJS-723 e uma falha normal a NW e o paralelismo entre as falhas presentes nos poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708 e aquelas identificadas nas seções sísmicas, além do domeamento associado ao poço 9-BUZ-4-RJS, indicando presença de dobra por propagação de falha. A associação entre as seções geológicas subsísmicas e os gráficos de fraturas indica concentrações de fraturamento em intervalos de profundidade logo acima e logo abaixo das falhas interpretadas, indicando uma possível zona de dano. A correlação entre as seções sísmicas e os gráficos *DFN* indica uma concentração de fraturas logo abaixo do horizonte sísmico definido como base do sal, sugerindo a reativação de falhas da fase rife.

**Palavras-chave:** Perfis de imagem, Seção geológica subsísmica, Campo de Búzios, *Statistical Curvature Analysis – SCAT*

## ABSTRACT

Búzios Field, which belongs to the Santos Basin and is located 180 km off the Brazilian coast, is the second largest oil producer in Brazil and has the Itapema and Barra Velha formations as reservoirs. Borehole image logs result from the use of tools to acquire acoustic and resistive petrophysical properties and allow the interpretation of sedimentological, lithological and structural features with high resolution, promoting log-seismic integration. Subseismic geological sections are relevant products generated from the interpretation of image logs, allowing features to be extrapolated and larger-scale structures to be visualized. In order to construct subseismic geological sections and understand their correlation with seismic data, acoustic and resistive image logs regarding wells 3-RJS-723 and 9-RJS-708, and acoustic image logs regarding well 9-BUZ-4-RJS, were interpreted, focusing mainly on bedding and closed, open and semi-open fractures. To this end, the inline 4500 and xline 3650 of the 3D seismic survey R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM were also interpreted, focusing on faults and seismic horizons such as the top and bottom of the salt layer and the seabed. By analyzing the bedding using the Statistical Curvature Analysis - SCAT method, it was possible to interpret the statistical patterns of well 3-RJS-723 as corresponding to a moderate to steep homoclinal dip structure and those belonging to wells 9-BUZ-4-RJS and 9-RJS-708 as a normal fault with flattening drag structure. The fractures summarized in the Discrete Network Fracture - DFN graphs show a predominance of semi-open features and a greater expressiveness of these structures associated with well 9-BUZ-4-RJS. The seismic sections indicate the presence of synthetic and antithetic curved plane normal faults associated with the vicinity of the wells. Correlating the data, the geological sections together with the seismic sections indicate an association between the tilting of the layers present in well 3-RJS-723 and a normal fault to the NW and the parallelism between the faults present in wells 9-BUZ-4-RJS and 9-RJS-708 and those identified in the seismic sections, as well as the doming associated with well 9-BUZ-4-RJS, indicating the presence of folding by fault propagation. The association between the subseismic geological sections and the fracture graphs indicates concentrations of fracturing in depth intervals just above and just below the interpreted faults, indicating a possible damage zone. The correlation between the seismic sections and the DFN graphs indicates a concentration of fractures just below the seismic horizon defined as the base of the salt, which suggest the reactivation of rift phase faults.

**Keywords:** Borehole logs, Subseismic geological section, Búzios Field, *Statistical Curvature Analysis – SCAT*

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1: Mapa com a localização do Campo de Búzios em relação à América do Sul e ao Brasil, com enfoque para a localização dos poços objeto de análise deste trabalho.....2
- Figura 2: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Adaptado de Moreira *et al.* (2007).....4
- Figura 3: Perfis de imagem resistiva e acústica. a) Perfil de imagem resistiva com normalizações estática e dinâmica. b) Perfil de imagem acústica com normalização estática, mostrando a possibilidade de interpretar acamamentos e dobras. Retirado de Baker-Atlas (2008). .....7
- Figura 4: Esquema mostrando as características das ferramentas elétricas e acústicas. a) *Formation MicroScanner (FMS)* da Schlumberger com 4 *pads* e 16 *buttons* em cada um deles. *Fullbore Formation MicroImager (FMI)* da Schlumberger, com 4 *pads* e 4 *flaps*, com 24 *buttons* em cada *pad* e *flap*. Cada *button* corresponde em um eletrodo coberto por um isolante. b) *Ultrasonic Borehole Imager (UBI)* da Schlumberger contém um transdutor de alta resolução que emite pulsos ultrassônicos para a aquisição de imagens das paredes do poço. Modificado de Gaillot *et al.* (2007). .....8
- Figura 5: a) Mudanças abruptas de mergulhos de acamamento demonstradas por *tadpoles*, indicando presença de falhas. b) Mudanças progressivas de mergulhos de acamamento e geração de cúspide *tadpoles*, indicando presença de falha com arrasto de camadas associado. Modificado de Luthi (2001). ..... 10
- Figura 6: Os cinco gráficos utilizados por Bengtson em seu método SCAT. a) Estrutura do tipo *Moderate to Steep Homoclinal Dip*. b) Estrutura do tipo *normal fault with steepening drag*. c) Estrutura do tipo *normal fault with flattening drag*. d) Estrutura do tipo *non-plunging fold*. Retirado de Bengtson (1981). ..... 12
- Figura 7: *Stick Plots*. a) Exemplo da utilização de *stick plots* para a construção de seção geológica subsísmica e interpretação de falhas. Adaptado de Fossen (2016). b) Imagem acústica a esquerda e exemplo de *tad poles* e *stick plots* a direita, gerados por meio do *software IP*. Acamamentos associados, representados por senoides associadas a imagem acústica..... 13
- Figura 8: Exemplos de estruturas interpretadas a partir dos poços 3-RJS-723, 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708. a) Acamamentos. b) Fratura fechada. c) Fratura aberta. d) Fraturas semiabertas. FA – Fraturas abertas. ACA – Acamamentos, FSA – Fraturas semiabertas, FF – Fraturas fechadas..... 15
- Figura 9: Demonstrativo da construção geométrica e fórmulas utilizadas para o cálculo de mergulhos aparentes que permite a geração dos gráficos do tipo *Transverse Component Dip Plot* e *Longitudinal Component Dip Plot*. ..... 16
- Figura 10: Malha sísmica pertencente ao levantamento R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM, com destaque para a *inline* 4500 e *xline*

3650, utilizadas neste trabalho. Destaque ainda para o Campo de Búzios e a localização dos poços de interesse com relação às linhas sísmicas. ....	16
Figura 11: Fluxograma utilizado para a confecção desta monografia. ....	17
Figura 12: Figura esquemática da planarização de poços, demonstrando que, ao planarizar um poço, estruturas que antes se apresentavam como planos, como é o caso de acamamentos ou fraturas, passam a ser observadas como senoides. Modificado de Fossen (2020). ....	18
Figura 13: Fluxograma proposto por Bengtson (1981) para a aplicação do método SCAT. ....	20
Figura 14: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 3-RJS-723. $n_a$ – número de acamamentos. $n_f$ – números de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) <i>Walkout plot</i> para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas. ....	22
Figura 15: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 9-BUZ-4-RJS. $n_a$ – número de acamamentos. $n_f$ – número de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) <i>Walkout plot</i> para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas. ....	23
Figura 16: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 9-RJS-708. $n_a$ – número de acamamentos. $n_f$ – números de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) <i>Walkout plot</i> para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas ....	24
Figura 17: Gráficos do tipo <i>Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot</i> gerados para o poço 3-RJS-723. ....	27
Figura 18: Gráficos do tipo <i>Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot</i> gerados para o poço 9-RJS-708. Setas: Verdes - Indicam cúspides; Marrons - Indicam feições	

de arrasto. Linhas tracejadas: Pretas - Indicam *trend* estatístico. Vermelhas - Indicam concentração de acamamentos. ....28

Figura 19: Gráficos do tipo *Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot* gerados para o poço 9-BUZ-4-RJS. Setas: Verdes - Indicam cúspides; Rosa - Indicam *trends* anômalos. Linhas tracejadas: Pretas - Indicam *trend* estatístico. Vermelhas - Indicam concentração de acamamentos. ....29

Figura 20: Seções subsísmicas construídas para os poços de interesse deste trabalho utilizando o método *SCAT*. a) Seção gerada para o poço 3-RJS-723, com a interpretação de basculamento de camadas. b) Seção gerada para o poço 9-RJS-708, com a interpretação de uma falha normal que gera arrasto de camadas e atravessaria o poço entre o intervalo de profundidade compreendido entre 5523 e 5524 m. c) Seção gerada para o poço 9-BUZ-4-RJS, com a interpretação de uma falha normal que gera arrasto de camadas e atravessaria o poço entre o intervalo de profundidade compreendido entre 5420 e 5421 m.....30

Figura 21: Gráficos do tipo *DFN* gerados para todos os poços. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.....31

Figura 22: *Inline* 4500 com falhas sintéticas e antitéticas interpretadas, localização dos poços 3-RJS-723 e 9-BUZ-4-RJS e suas porções perfiladas, horizontes sísmicos interpretados e topos de formações conhecidas. ....33

Figura 23: *Xline* 4500 com falhas sintéticas e antitéticas interpretadas, localização dos poços 9-RJS-708 e 9-BUZ-4-RJS e suas porções perfiladas, horizontes sísmicos interpretados e topos de formações conhecidas. ....34

Figura 24: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-BUZ-4-RJS, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se que a escala de maior detalhe definida para a seção subsísmica apresenta a falsa impressão de plano retilíneo para a falha normal.....36

Figura 25: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-RJS-708, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se que a escala de maior detalhe definida para a seção subsísmica apresenta a falsa impressão de plano retilíneo para a falha normal. ....37

Figura 26: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-RJS-708, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se o basculamento das camadas mesmo em escala sísmica.....38

Figura 27: Comparativo entre o gráfico *Dip vs Depth* e o gráfico *DFN* para o poço 9-BUZ-4-RJS. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.....39

Figura 28: Fraturas semiabertas associadas à zona de profundidades logo acima do intervalo 5418-5428 m, para o qual é interpretada a falha subsísmica no poço 9-BUZ-4-RJS.....39

Figura 29: Fraturas semiabertas e fechada associadas à zona de profundidades logo abaixo do intervalo 5418-5428 m, para o qual é interpretada a falha subsísmica no poço 9-BUZ-4-RJS.....	40
Figura 30: Comparativo entre o gráfico <i>Dip vs Depth</i> e o gráfico <i>DFN</i> para o poço 9-RJS-708. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.....	41
Figura 31: Comparativo entre o gráfico <i>Dip vs Depth</i> e o gráfico <i>DFN</i> para o poço 3-RJS-723. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.....	41
Figura 32:Comparativo entre as interpretações realizadas na <i>inline 4500</i> e o gráfico <i>DFN</i> , que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 9-BUZ-4-RJS. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas. ....	42
Figura 33: Comparativo entre as interpretações realizadas na <i>inline 3650</i> e o gráfico <i>DFN</i> , que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 9-RJS-708. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas. ....	43
Figura 34: Comparativo entre as interpretações realizadas na <i>inline 4500</i> e o gráfico <i>DFN</i> , que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 3-RJS-723. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas. ....	43

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação entre nomenclatura ANP e Petrobras para os poços, empresas de aquisição e tipos de arquivo resistivo e acústico.....	13
Tabela 2: Resumo das informações referentes às características das ferramentas de aquisição de dados acústicos e resistivos. LBA – Lama base-água. LBO – Lama base-óleo. Modificado de Lagraba <i>et al.</i> (2010) com dados de Fatah (2020) <sup>1</sup> . ....	19
Tabela 3: Sumarização das estruturas interpretadas nos poços de interesse. ....	20
Tabela 4: Sumarização dos tipos e quantidades de falhas interpretadas e poços presentes nas linhas sísmicas.....	32

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<i>DFN</i>	<i>Discrete Fracture Networks</i>
FA	Faturas abertas
FF	Faturas fechadas
FSA	Faturas semiabertas
<i>ft</i>	<i>Feet</i>
<i>IP</i>	<i>Interactive Petrophysics</i>
LABAP	Laboratório de Análise de Bacias
LBA	Lama base-água
LBO	Lama base-óleo
NA	Número de acamamentos
NF	Número de faturas
<i>SCAT</i>	<i>Statistical Curvature Analysis Techniques</i>
UFPR	Universidade Federal do Paraná
<i>vs</i>	<i>Versus</i>

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ESTADO DA ARTE.....	2
2.1. Bacia de Santos .....	2
2.2. Campo de Búzios .....	4
2.3. Perfis de imagem .....	5
2.3.1. Perfil de imagem acústica .....	6
2.3.2. Perfil de imagem resistiva .....	8
2.3.3. Imagens estáticas e dinâmicas .....	9
2.4. Seção geológica subsísmica .....	10
2.5. <i>Statistical Curvature Analysis Technique – SCAT</i> .....	11
3. MATERIAIS E MÉTODOS .....	13
3.1. Processamento dos dados .....	17
3.2. Imagens acústicas e resistivas.....	19
3.3. Método <i>SCAT</i> .....	20
4. RESULTADOS .....	20
4.1. Acamamentos e método <i>SCAT</i> .....	25
4.2. Seções geológicas subsísmicas.....	26
4.3. Gráficos <i>DFN</i> .....	30
4.4. Seções sísmicas.....	32
5. DISCUSSÕES .....	35
5.1. Seções geológicas subsísmicas vs seções sísmicas .....	35
5.2. <i>SCAT</i> vs <i>DFN</i> .....	38
5.3. Seções sísmicas vs <i>DFN</i> .....	41
6. CONCLUSÕES.....	44
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	46

## 1. INTRODUÇÃO

Perfis de imagem são o resultado da representação ordenada de dados multidirecionais coletados a partir de ferramentas elétricas utilizadas durante a perfuração de poços (Luthi 1992, Rider 1996, Schlumberger 1999). A partir destes perfis, é possível interpretar uma série de feições sedimentológicas e estruturais, como acamamentos sedimentares e fraturas, que variam de semiabertas a abertas (Schlumberger 1999, Fatah *et al.* 2019, Lupinacci *et al.* 2023, Fornero *et al.* 2023).

Desde o início do século XXI, a análise de perfis de imagem tem sido amplamente utilizada na indústria do petróleo, uma vez que, a partir da interpretação das feições supracitadas, o imageamento de alta resolução contribui para a construção e atualização de modelos de reservatórios no que diz respeito, principalmente, a sistemas de trapas estruturais ou estratigráficas (Hesthammer e Fossen 2001, Chattopadhyay e Ghosh 2006, Pöppelreiter *et al.* 2010, Lima e Carrasquilla 2016, Babasafari *et al.* 2022, Lupinacci *et al.* 2023, Wennberg *et al.* 2023).

O Campo de Búzios, localizado na porção central da Bacia de Santos, a cerca de 180km da costa do Rio de Janeiro – RJ, é, atualmente, o segundo maior produtor de petróleo do Brasil (ANP 2023). No contexto deste e de outros campos importantes da Bacia de Santos, foram realizados diversos trabalhos no que concerne à complexidade de seus reservatórios, sendo alguns deles baseados em dados de perfis de imagem, considerando feições tanto estratigráficas (Boyd *et al.* 2015, Fornero *et al.* 2019, Fatah *et al.* 2019), quanto estruturais (Ruiz e Batezelli 2022, Babasafari *et al.* 2022, Lupinacci *et al.* 2023, Wennberg *et al.* 2023)

Deste modo, nota-se a importância de realizar a análise de perfis de imagem com enfoque em feições litológicas, estruturais e estratigráficas, visando, principalmente, a geração de produtos que possam demonstrar a interrelação entre os dados interpretados em diferentes escalas, como é o caso das seções geológicas. Neste contexto, este trabalho utiliza perfis de imagem acústicos e resistivos provenientes dos poços 9-BUZ-4-RJS, 3-RJS-723 e 9-RJS-708, pertencentes ao Campo de Búzios da Bacia de Santos (Fig. 1) como objeto de estudo para a análise de feições sedimentológicas e estruturais e a construção de seções geológicas subsísmicas.

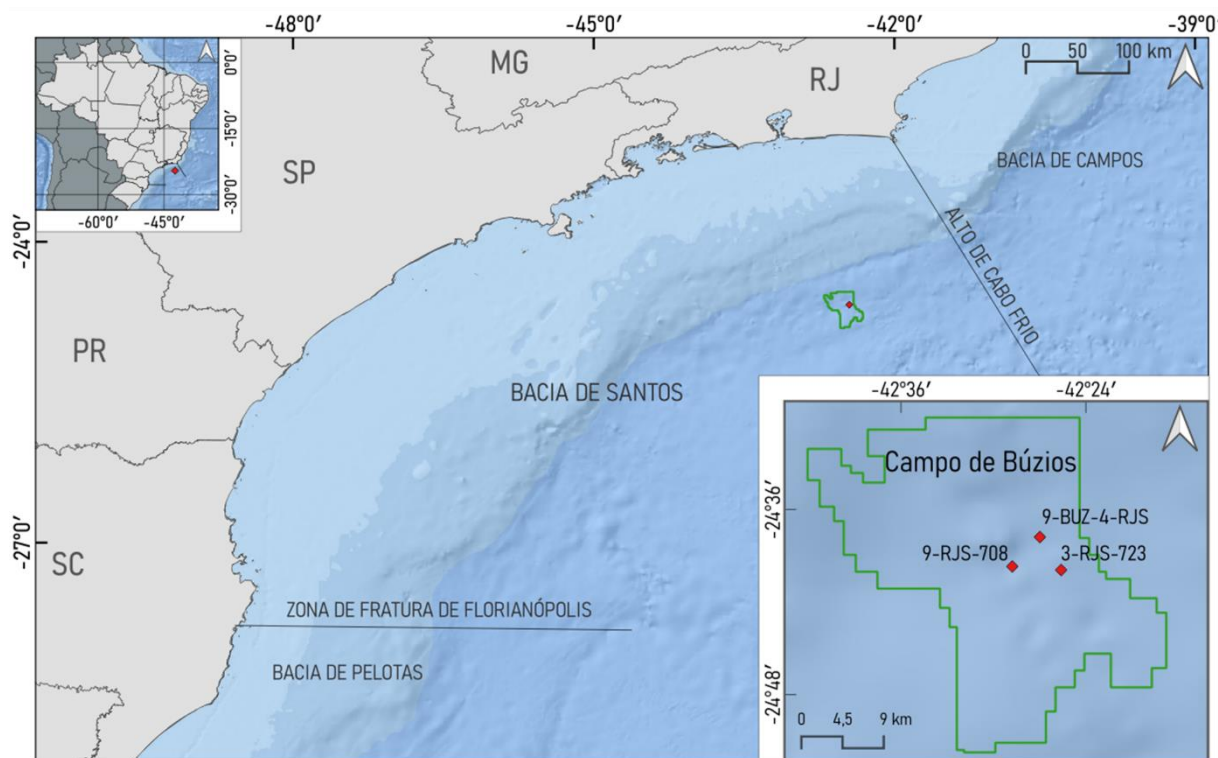


Figura 1: Mapa com a localização do Campo de Búzios em relação à América do Sul e ao Brasil, com enfoque para a localização dos poços objeto de análise deste trabalho.

Este trabalho, portanto, tem como principal objetivo a construção de seções geológicas subsísmicas através da análise dos perfis de imagem provenientes do Campo de Búzios, estabelecendo, ainda, a correlação entre dados sísmicos e de perfilagem. Para tanto, os objetivos específicos deste trabalho envolvem caracterizar e quantificar feições estruturais em perfis de imagem acústica e resistiva e em seções sísmicas 3D e avaliar padrões de correlação entre densidade de fraturas e presença de outros estilos estruturais, como falhas e dobras.

## 2. ESTADO DA ARTE

### 2.1. Bacia de Santos

A Bacia de Santos, classificada como de margem continental, se localiza na margem sudeste brasileira e ocupa cerca de 352.000 km<sup>2</sup>, abrangendo os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (Fig. 1) e contendo, em seus maiores depocentros, espessuras sedimentares superiores à 10 km (Moreira *et al.* 2007, Chang *et al.* 2008). Ao Norte, limita-se com a

Bacia de Campos por meio do Alto de Cabo Frio, e, ao sul, com a Bacia de Pelotas, pela Zona de Fratura de Florianópolis (Chang *et al.* 2008).

Segundo Moreira *et al.* (2007), a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos é dividida em três supersequências principais, sendo elas rifte, pós-rifte e drifte (Fig. 2). A instalação e propagação da fase rifte durante o Neocomiano, atualmente equivalente às idades Hauteriviano e Valnaginiano do Eocretáceo, resulta da ruptura do Supercontinente Gondwana e abertura do Atlântico Sul, gerando essencialmente falhas normais, de direção preferencial NE-SW, e de transferência, com *trend* principal para NW-SE (Meisling *et al.* 2001, Mohriak 2004, Souza 2008).

Houve ainda a reativação de falhas do embasamento e a formação de grandes *grabens*, que funcionaram como depocentros para a bacia, acomodando, principalmente, sequências pelíticas na base e carbonáticas no topo, associadas a ambientes lacustres, como é o caso das formações Piçarras e Itapema, tão como as rochas básicas da Formação Camboriú (Moreira *et al.* 2007, Milani *et al.* 2007, Souza e Sgarbi 2019, Costa *et al.* 2023).

A fase pós-rifte, iniciada durante o Eoaptiano, por sua vez, é marcada pelo início da subsidência termal, mecanismo dominante durante a deposição dos evaporitos Aptianos característicos desta bacia, que permitiu grande redução da atividade de falhas normais e a instalação de uma bacia do tipo *sag* (Milani *et al.* 2007, Souza e Sgarbi 2019). Nesta fase foram depositadas as rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha e os evaporitos da Fm. Ariri (Moreira *et al.* 2007, Buckley *et al.* 2015, Costa *et al.* 2023). Durante esta fase, há, ainda, o início da halocinese e consequente geração de falhas lítricas e estruturas como diápiros e almofadas de sal (Mohriak 2003, Mohriak 2012).

Durante a fase drifte, iniciada no Albiano e associada à maiores taxas de subsidência termal, com o cessar da maior parte dos estresses tectônicos, houve o aprofundamento da bacia, o aumento expressivo do nível do mar, a instalação do oceano pleno e a subsequente deposição de sedimentos carbonáticos e siliciclásticos pertencentes aos Grupos Camburi, Frade e Itamambuca (Moreira *et al.* 2007, Mohriak 2003, Gamboa *et al.* 2008, Mohriak 2012, Costa *et al.* 2023).

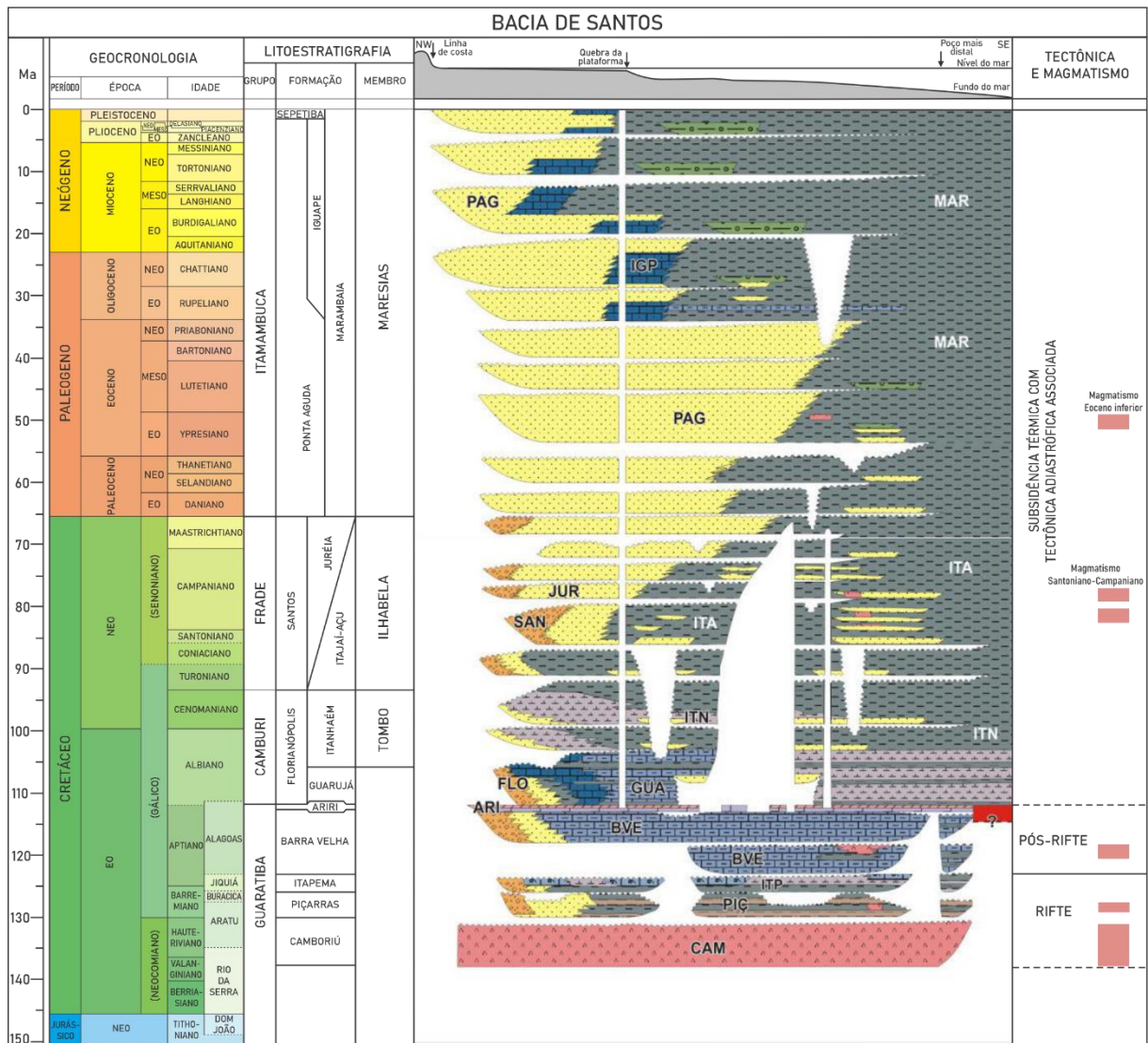


Figura 2: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Adaptado de Moreira *et al.* (2007).

## 2.2. Campo de Búzios

O Campo de Búzios, descoberto em 2010, é considerado o maior campo produtor de óleo em águas ultraprofundas do mundo (Brazil *et al.* 2022, Sortica *et al.* 2023) (Fig.1). Trata-se de um campo de grande escala, cuja produção se iniciou em 2018, localizado a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro, na porção *offshore* e central da Bacia de Santos, com cerca de 852,3 km<sup>2</sup> de área (Antunes 2021, Brazil *et al.* 2022). Este campo é o segundo maior produtor do Brasil e representa cerca de 26% da produção total referente à Bacia de Santos (Ferreira *et al.* 2021, ANP 2023).

Os reservatórios deste campo podem chegar a 480 metros de espessura e são associados a unidades carbonáticas lacustres do pré-sal da Bacia de Santos, depositadas entre o Barremiano e o Aptiano, no Eocretáceo, durante as fases rifte e

pós-rifte da Bacia de Santos, compreendendo as formações Itapema e Barra Velha (Fig. 2) (Moreira *et al.* 2007, Kahn 2020, Tavares dos Santos e Gordon 2021, Brazil *et al.* 2022). A Formação Piçarras, composta majoritariamente por folhelhos, compreende as rochas geradoras do sistema petrolífero do Campo de Búzios, enquanto as rochas evaporíticas da Fm. Ariri funcionam como selo para o sistema (Chang *et al.* 2008, Costa *et al.* 2023)

A Fm. Itapema representa o reservatório inferior do pré-sal na Bacia de Santos e é marcada por uma sequência de coquinas, normalmente subdividida em fácies *rudstone* e *grainstone* compostas por bioclastos de bivalves, gastrópodes, fragmentos de ossos e ostracodes (Moreira *et al.* 2007, Chinelatto *et al.* 2020, Antunes 2021, Brazil *et al.* 2022). A Fm. Barra Velha, por sua vez, é composta por rochas carbonáticas de origem biótica ou abiótica, subdivididas em cinco fácies principais, sendo elas argilas ricas em Mg (talco-stivensita), esferulitos, *carbonate laminates* (laminitos) e estromatólitos, rochas carbonáticas retrabalhadas de alta energia (*grainstones* e *packstones*) (Terra *et al.* 2010, Tavares dos Santos e Gordon 2021, Antunes 2021, Brazil *et al.* 2022, Costa *et al.* 2023).

A fase rifte, neste campo, é marcada pela presença de uma série de *horsts*, *grabens* e *hemigrabens* com grande intensidade de falhamentos com atitudes variando entre N30W-N30E (Tavares dos Santos e Gordon 2021). A partir de interpretações sísmicas, esta fase é subdividida em duas sequências, uma inferior, associada a Fm. Piçarras, com desenvolvimento expressivo de falhas normais e outra superior, associada a Fm. Itapema, com redução do desenvolvimento de falhas normais e da cunha sedimentar (Tavares dos Santos e Gordon 2021, Costa *et al.* 2023). Assim como no restante da Bacia de Santos, a fase pós-rifte neste campo, associada à Fm. Barra Velha, é marcada pela suavização da ação tectônica, gerando a redução da expressividade de estruturas (Buckley *et al.* 2015, Costa *et al.* 2023)

### **2.3. Perfis de imagem**

Perfis de imagem são o resultado da aquisição de medidas de variação de propriedades petrofísicas como resistividade, acústica e densidade das rochas em alta resolução (Lima e Carrasquilla 2016). A análise deste tipo de perfil permite a interpretação de litologias; feições sedimentológicas, como espessura de acamamento, direção de paleocorrente e ambiente deposicional (p. ex. Cowan *et al.*

1993, Donselaar e Schmidt 2010, Folkestad *et al.* 2012, Shahinpour 2013); e estruturais, como azimutes e ângulos de mergulho de acamamento, falhas, dobras, fraturas e bandas de cisalhamento (p. ex. Hesthammer e Fossen 2001, Chattopadhyay e Ghosh 2006, Lima e Carrasquilla 2016).

Além de sua alta resolução, os perfis de imagem guardam grande potencial de interpretação geológica, já que estas são as únicas ferramentas petrofísicas que permitem a visualização de feições sedimentológicas e estruturais (Schlumberger 1999, Muniz e Bosence 2015, Fatah *et al.* 2019, Lupinacci *et al.* 2023, Fornero *et al.* 2023). Também é importante salientar que os perfis de imagem detêm notável capacidade de integração entre dados em escala micro e macroscópica, tais como amostras laterais e testemunhos, até a escala sísmica (Etchecopar e Bonnetain 1992, Hesthammer e Fossen 1998, Hesthammer e Fossen 2001).

Os principais perfis de imagem utilizados para interpretação de feições geológicas são os perfis acústico e resistivo (Fig. 3a-b), sendo utilizada, respectivamente, a leitura das grandezas físicas das ondas mecânicas e da condutividade elétrica na interface entre o fluido de perfuração, parede do poço e formação geológica para a confecção destes perfis (Prensky 1999, Schlumberger 1999). Estes dados são coletados e registrados durante a perfilagem do poço, sendo capazes de gerar uma densa matriz de dados orientados, que, por sua vez, permite a geração das imagens (Rider 1996, Schlumberger 1999).

### **2.3.1. Perfil de imagem acústica**

O perfil de imagem acústico permite (Fig. 3b), essencialmente, a interpretação de discontinuidades de natureza geológica, como falhas, fraturas e acamamentos sedimentares, uma vez que apresenta uma alta quantidade de dados orientados no espaço, representados em uma escala de cores na qual é possível observar a variação do tempo de deslocamento da onda ultrassônica (*time travel*) em milissegundos ou amplitude acústica refletida da parede do poço até o transdutor da ferramenta (Hayman *et al.* 1994, Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010, Fornero *et al.* 2023).

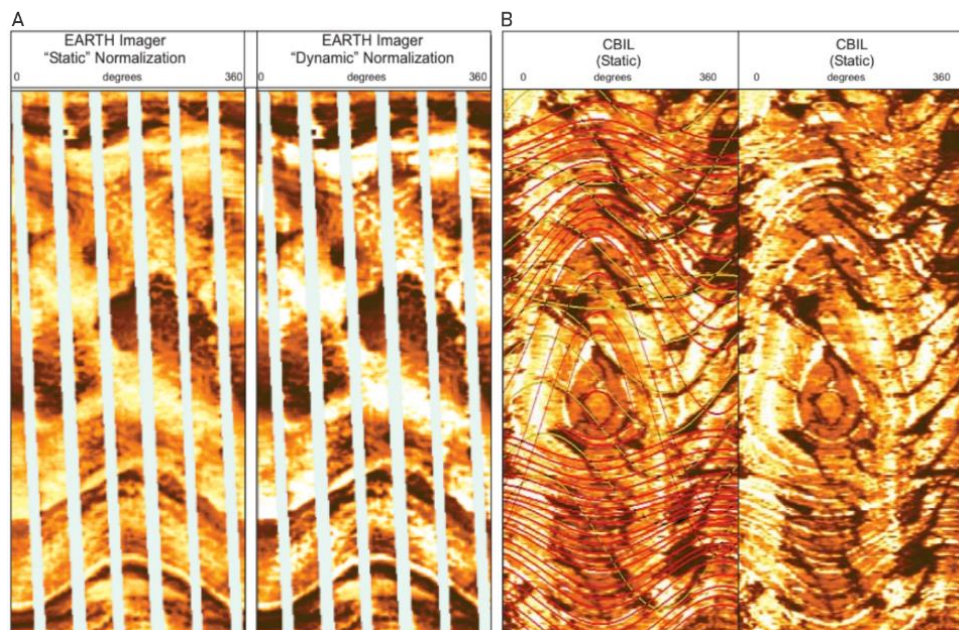


Figura 3: Perfis de imagem resistiva e acústica. a) Perfil de imagem resistiva com normalizações estática e dinâmica. b) Perfil de imagem acústica com normalização estática, mostrando a possibilidade de interpretar acamamentos e dobras. Retirado de Baker-Atlas (2008).

Enquanto o tempo de viagem é uma medida quantitativa, a amplitude acústica, devido à grande variedade de fatores que influenciam na medida (p. ex. rugosidade da parede do poço, atenuação de sinal gerado pelo fluido de perfuração, contraste de impedância acústica entre fluido e formação), é considerada uma medida qualitativa (Hayman *et al.* 1994). Entretanto, a imagem de impedância acústica gerada possui uma resolução superior à do tempo de viagem (Hayman *et al.* 1994, Lagraba *et al.* 2010)

Deste modo, em termos de visualização nos perfis de imagem, as feições de baixa amplitude acústica apresentam cores escuras e, no caso de fraturas, quando abertas, representam um alto contraste reológico entre fratura e rocha encaixante. Já feições de cores claras representam um baixo contraste reológico, o que denota em uma descontinuidade muito estreita ou em cimentação da fratura, permitindo a interpretação de uma fratura fechada (Hayman *et al.* 1994, Rider 1996, Luthi 2001).

No que diz respeito a aquisição destas imagens (Fig. 4b), o princípio de funcionamento das ferramentas de imageamento acústico baseia-se no escaneamento da reflexão de ondas ultrassônicas na parede do poço (Gaillot *et al.* 2007). As medidas são captadas pela parte inferior da ferramenta denominada transdutor que funciona tanto como transmissor quanto receptor dos pulsos

ultrassônicos (Ekstrom *et al.* 1987, Gaillot *et al.* 2007). O transdutor possui por um sistema piezoelétrico que que gira no seu próprio eixo diversas vezes a cada segundo (Lagraba *et al.* 2010).

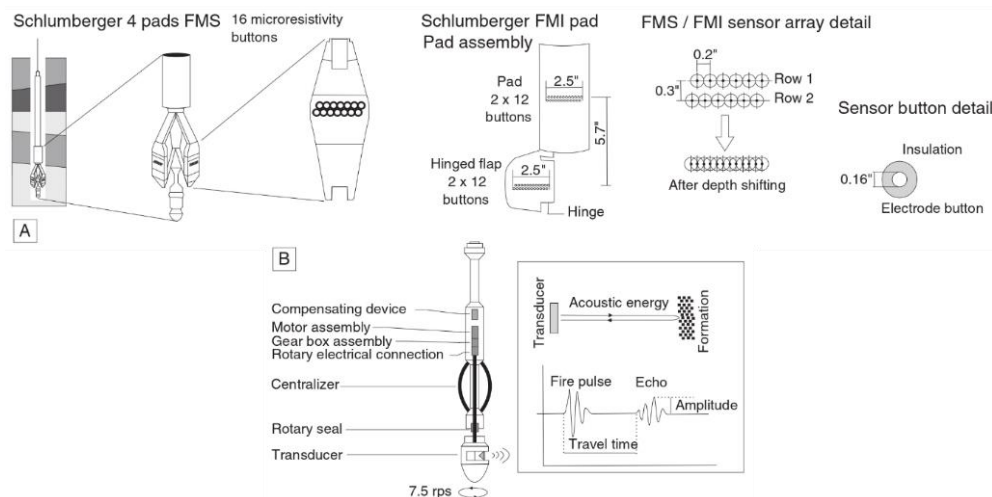


Figura 4: Esquema mostrando as características das ferramentas elétricas e acústicas. a) *Formation MicroScanner (FMS)* da Schlumberger com 4 *pads* e 16 *buttons* em cada um deles. *Fullbore Formation MicroImager (FMI)* da Schlumberger, com 4 *pads* e 4 *flaps*, com 24 *buttons* em cada *pad* e *flap*. Cada *button* corresponde em um eletrodo coberto por um isolante. b) *Ultrasonic Borehole Imager (UBI)* da Schlumberger contém um transdutor de alta resolução que emite pulsos ultrassônicos para a aquisição de imagens das paredes do poço. Modificado de Gaillot *et al.* (2007).

### 2.3.2. Perfil de imagem resistiva

O perfil de imagem resistiva (Fig. 3a), por sua vez, é uma medida do inverso da condutividade elétrica em *ohms* da corrente formada entre a ferramenta, o fluido de perfuração e a formação como o anteparo resistivo, sendo este último elemento limitado a uma profundidade pouco penetrativa (microrresistividade), gerando uma leitura da parede do poço (Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010). Portanto, considerando que a maior parte dos minerais que compõem as formações geológicas carbonáticas possuem baixa condutividade elétrica, a corrente ocorre através do fluido que preenche os poros da rocha (Lagraba *et al.* 2010).

Sendo assim, há uma relação que pode ser interpretada como inversa entre resistividade e porosidade, para os casos em que o fluido de perfuração é condutivo, como a lama base-água (Lagraba *et al.* 2010). Neste caso, considerando que a escala de cores varia das cores claras, representando baixa resistividade, até as escuras, representando alta resistividade, as fraturas com cores escuras podem ser interpretadas como abertas e as de cor clara como fechadas, assim como nas imagens acústicas (Hayman *et al.* 1994, Rider 1996, Luthi 2001). Já no caso de fluidos

de perfuração não-condutivos, como a lama base-óleo, a relação inversa não é verdadeira, e, deste modo não há diferenciação por cor entre fraturas abertas e fechadas, ambas apresentam cores clara, sendo necessário, assim, utilizar as imagens acústicas para auxílio nesta interpretação (Lagraba et al. 2010).

No que diz respeito a aquisição, as ferramentas para imagem resistiva possuem diferentes configurações, possuindo de 4 a 8 braços retráteis (Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010) (Fig. 4a). Cada um destes braços leva um *pad* contendo sensores e, no caso da ferramenta de imagem resistiva FMI, cada braço abre um flap carregando mais um *pad*, dobrando o número de sensores que o braço carrega (Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010).

Os *pads* carregam uma quantidade variável de eletrodos espaçados circunferencialmente ao redor da parede do poço (Gaillot *et al.* 2007). No caso de fluidos de perfuração condutivos, como a lama base-água, quando os braços retráteis da ferramenta se se abrem, pressionam estes eletrodos contra a parede do poço, registrando a corrente elétrica injetada por eletrodos da parte superior da ferramenta (Lagraba *et al.* 2010). O número de *pads* presentes em uma ferramenta é um fator determinante para cobertura do poço e para a resolução do imageamento (Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010).

No caso de fluidos de perfuração não-condutivos, a obtenção de microrresistividade torna-se mais complexa, sendo necessário ferramentas especiais que lançam mão de princípios físicos diferentes das ferramentas de imagem resistiva convencionais (Gaillot *et al.* 2007, Lagraba *et al.* 2010). Cada botão mede a queda de voltagem sob uma corrente fixa. Com isso, o gradiente de potencial é medido entre pares de botões, de onde deriva-se a resistividade na zona lavada (Lagraba et al. 2010).

### **2.3.3. Imagens estáticas e dinâmicas**

Durante o processamento dos perfis de imagem, é comum a geração das imagens dinâmica e estática a partir das imagens brutas, muito úteis para as interpretações de feições geológicas e artefatos (Hayman *et al.* 1994). A imagem estática rearranja a paleta de cores dos perfis a partir dos valores mínimo e máximo lidos pela ferramenta, enquanto a imagem dinâmica normaliza esta escala para

intervalos regulares (Hayman *et al.* 1994). A janela comumente utilizada nesta normalização para geração da imagem dinâmica é de 0,1524 m ou  $\frac{1}{2}$  ft de comprimento (Hayman *et al.* 1994).

## 2.4. Seção geológica subsísmica

Segundo Luthi (2001), as seções geológicas subsísmicas são um dos produtos mais importantes gerados a partir da interpretação de perfis de imagem. Estas seções (Figs. 3a e 3b) são fruto da extrapolação espacial dos dados encontrados em poços e permitem a sumarização e a visualização direta das estruturas mapeadas a partir dos perfis de imagem, podendo ser correlacionadas entre si para gerar modelos estruturais para reservatórios (Schlumberger 1981, Fossen 2016).

A construção das seções geológicas subsísmicas é feita a partir da observação e interpretação de fatores como litologia, mudanças abruptas ou progressivas de ângulos e azimutes de mergulho de acamamento e presença de orientações anômalas associadas a fraturas, falhas ou bandas de deformação (Schlumberger 1981, Bengtson 1981, Fossen 2016).

A interpretação dos fatores citados anteriormente, por sua vez, permite o desenho mais representativo das estruturas mapeadas, uma vez que, por exemplo, mudanças abruptas de ângulos e azimutes de mergulho de acamamento podem indicar a presença de falhas (Fig. 5a), enquanto mudanças progressivas indicam a presença de feições de arrasto associadas a falhas (Fig. 5b) (Schlumberger 1981, Bengtson 1981, Luthi 2001, Fossen 2016).

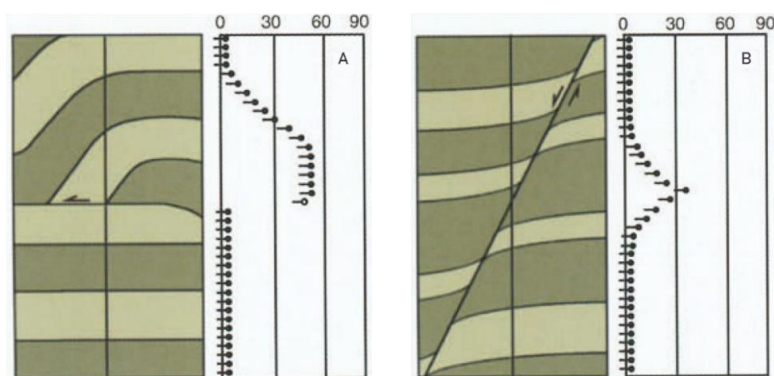


Figura 5: a) Mudanças abruptas de mergulhos de acamamento demonstradas por *tadpoles*, indicando presença de falhas. b) Mudanças progressivas de mergulhos de acamamento e geração de cúspide *tadpoles*, indicando presença de falha com arrasto de camadas associado. Modificado de Luthi (2001).

## 2.5. *Statistical Curvature Analysis Technique – SCAT*

A interpretação dos dados de perfil de imagem e a construção de seções subsísmicas podem ser realizadas a partir de diferentes propostas, sendo uma delas a construção geométrica (Luthi 2001). Bengtson (1981), em seu método denominado *Statistical Curvature Analysis Technique – SCAT*, sugeriu separar as análises de perfis de imagem em cinco diferentes gráficos, intentando facilitar a construção de geometrias ao redor de poços (Figs. 6a-d).

Bengtson (1981) associa estes cinco gráficos entre si, sendo eles definidos como *Scatter Plot + Histogram Plot – Dip vs Azimuth*, *Azimuth vs Depth Plot*, *Dip vs Depth Plot*, *Transverse Dip Component Plot*, *Longitudinal Dip Component Plot* (Figs. 6a-d). A partir desta associação, o autor identifica padrões estatísticos e correlaciona, então, estes gráficos à sete estruturas tectônicas de grande escala, sendo elas *low homoclinal dip*, *moderate to steep homoclinal dip*, *non-plunging fold*, *plunging fold*, *plunge-reversal setting*, *normal fault with steepening drag* e *normal fault with flattening drag*. As estruturas do tipo *normal fault with steepening drag*, *normal fault with flattening drag*, por sua vez, apresentam duas possibilidades, *non-plunging drag* e *plunging drag* (Bengtson 1981).

A presença de dispersão nos gráficos *Scatter Plot + Histogram Plot – Dip vs Azimuth* é indicativo inicial da existência de estruturas geológicas locais ou regionais atravessando o poço (Bengtson 1981). As feições como cúspides ou longas seções curvadas nos gráficos *Azimuth vs Depth Plot*, *Dip vs Depth Plot*, *Transverse Dip Component Plot*, *Longitudinal Dip Component Plot* indicam a presença, respectivamente, de falhas e dobras de diferentes tipos (Bengtson 1981).

Outro fator considerado por Bengtson (1981) para suas construções geométricas é a geração dos *stick plots*, ou seja, projeções dos mergulhos em diferentes planos verticais e diferentes azimutes (Fig. 7), que contribuem, junto dos gráficos gerados pelo método *SCAT*, para a correlação entre camadas e a identificação de falhas e mudanças significativas de espessura de camadas, permitindo assim, a construção das seções subsísmicas (Schlumberger 1981, Luthi 2001).

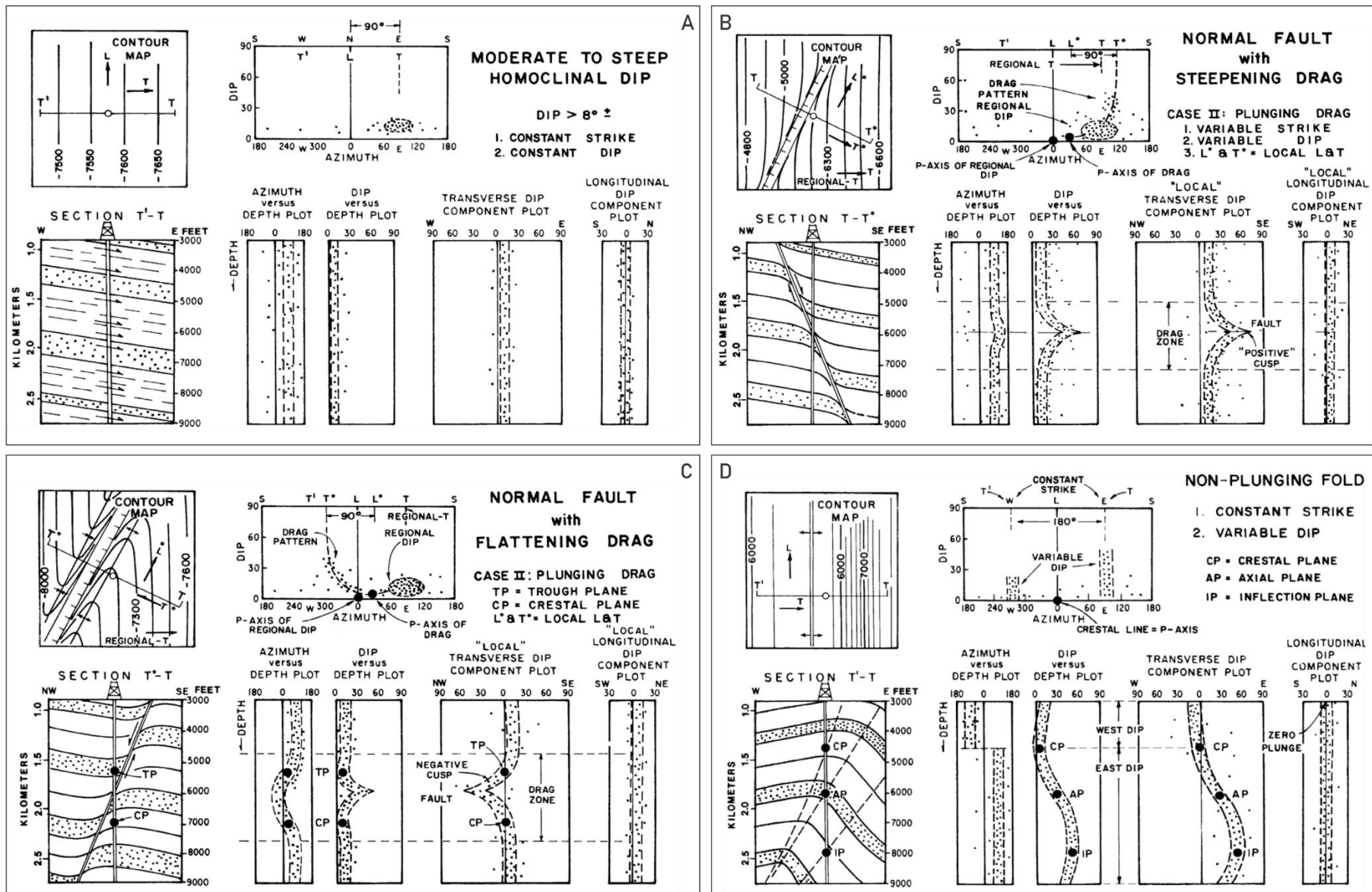


Figura 6: Os cinco gráficos utilizados por Bengtson em seu método SCAT. a) Estrutura do tipo *Moderate to Steep Homoclinal Dip*. b) Estrutura do tipo *normal fault with steepening drag*. c) Estrutura do tipo *normal fault with flattening drag*. d) Estrutura do tipo *non-plunging fold*. Retirado de Bengtson (1981).

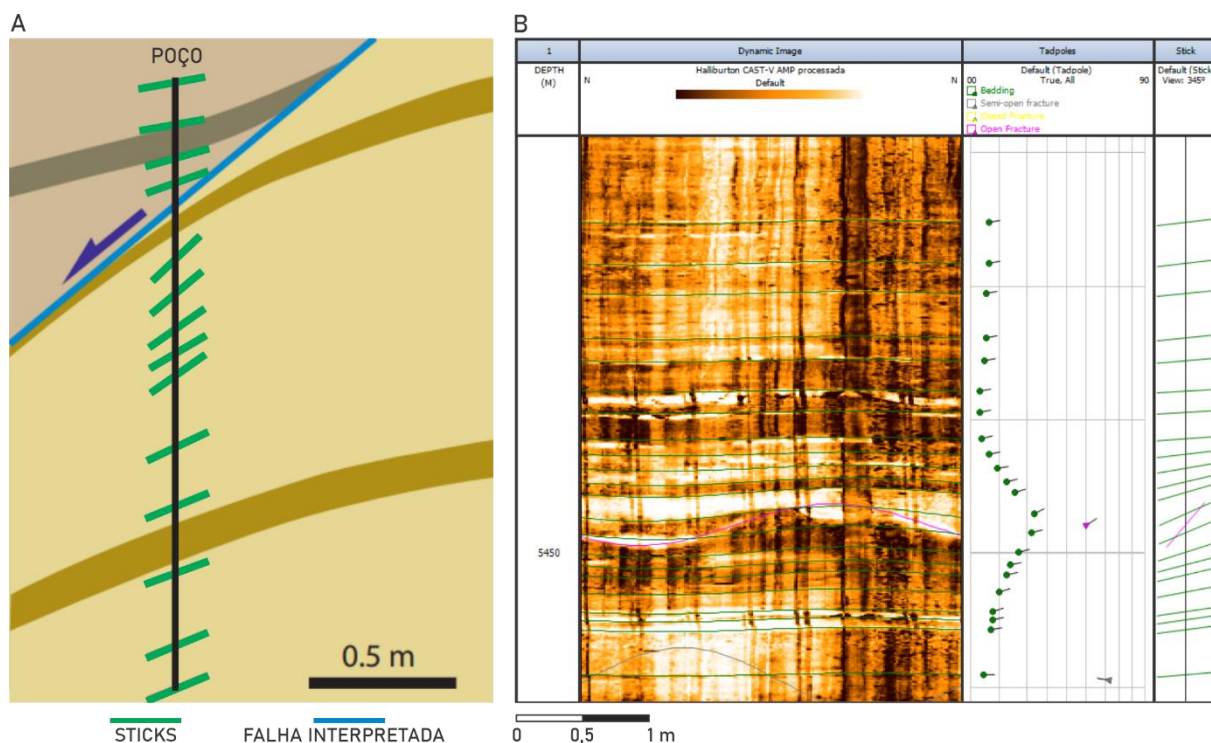


Figura 7: *Stick Plots*. a) Exemplo da utilização de *stick plots* para a construção de seção geológica subsísmica e interpretação de falhas. Adaptado de Fossen (2016). b) Imagem acústica a esquerda e exemplo de *tad poles* e *stick plots* a direita, gerados por meio do *software IP*. Acamamentos associados, representados por senoides associadas a imagem acústica.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a realização deste trabalho foram utilizadas imagens acústicas e resistivas de perfis de imagem associados a três poços provenientes do Campo de Búzios, disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sendo eles denominados, conforme nomenclatura Petrobras (Tab. 1), 9-BUZ-4-RJS, 3-RJS-723 e 9-RJS-708 (Fig. 1). O imageamento destes poços foi realizado por diferentes empresas prestadoras de serviços, o que influenciou no tipo de correção a ser realizada em cada um deles e no formato de imagem gerada.

Tabela 1: Relação entre nomenclatura ANP e Petrobras para os poços, empresas de aquisição e tipos de arquivo resistivo e acústico.

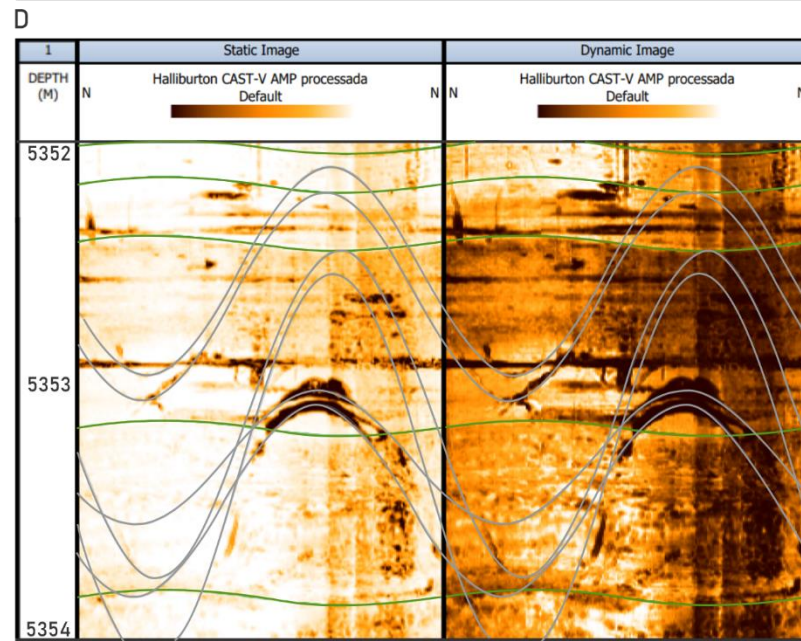
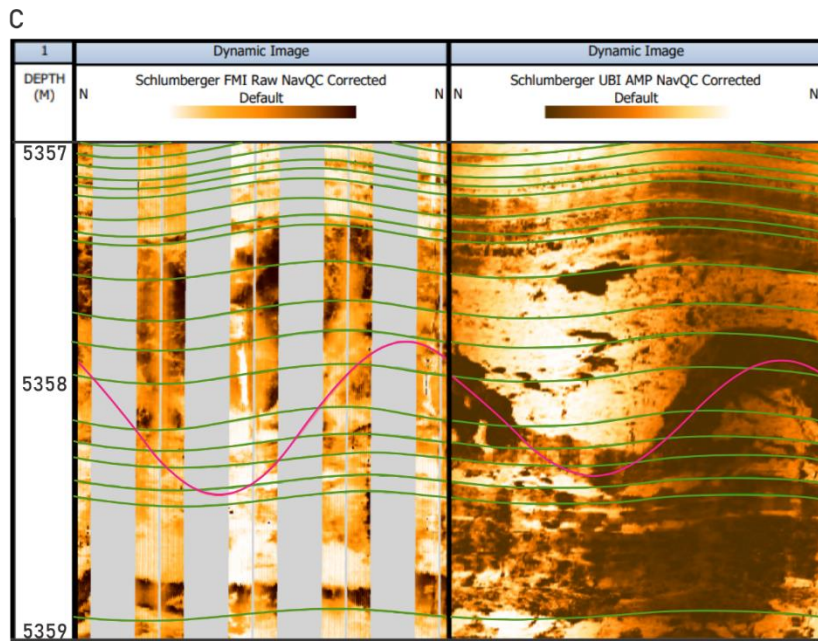
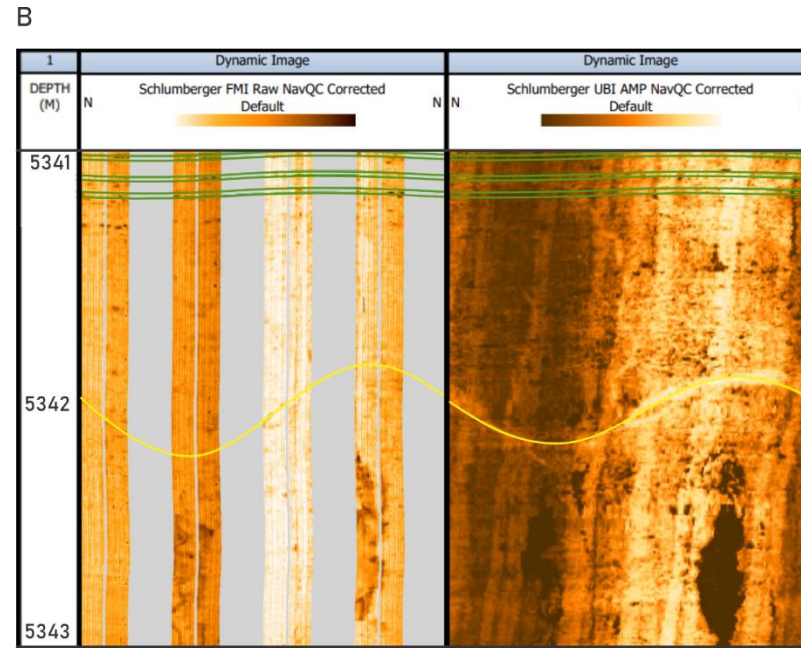
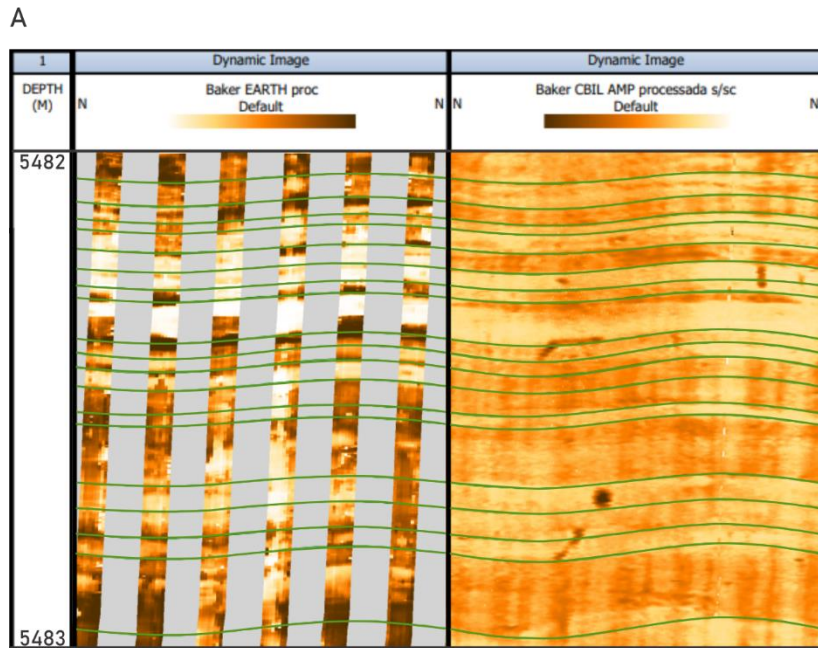
NOME PETROBRAS	NOME ANP	EMPRESA AQUISIDORA DE DADOS	TIPO DE ARQUIVO	
			RESISTIVO	ACÚSTICO
3-RJS-723	3-BRSA-1184-RJS	Baker Hughes	EARTH	CBIL
9-RJS-708	9-BRSA-1191-RJS	Schlumberger	FMI	UBI
9-BUZ-4-RJS	9-BUZ-4-RJS	Halliburton	OMRI	CAST

Os perfis de imagem foram interpretados por meio do *software Interactive Petrophysics (IP)*, com enfoque em acamamentos, fraturas fechadas, abertas e semiabertas (Fig. 8a-d). A partir destas interpretações, por meio do *IP*, foram gerados, para os acamamentos, *Stick Plots*, *Scatter Plots – Dip vs Dip Azimuth*, *Dip vs Depth* e *Azimuth vs Depth*. Para as fraturas, foram gerados gráficos integrados correlacionando profundidade e densidade de fratura por metro, *Fracture/meter vs Depth – DFN (Discrete Fracture Network)*. Foram gerados, ainda, diagramas de contorno e de rosetas para as feições descritas, utilizando os *softwares StereoNET* e *IP*.

Na continuidade do trabalho, foram utilizadas fórmulas (Fig. 9) que consideram valores de mergulho e azimutes de mergulho verdadeiros para obter valores de mergulhos aparentes em direções ortogonais entre si, que são então correlacionados com a profundidade do poço e permitem a geração dos gráficos do tipo *Transverse* e *Longitudinal Dip Plots*. Estes gráficos, diferentemente dos anteriores, foram gerados por meio do *software Excel*, utilizando como base os valores tabelados para ângulo e azimute de mergulho e profundidade, obtidos por meio do *IP* para cada poço.

A partir da análise integrada destes gráficos, foi possível utilizar o método *SCAT (Statistical Curvature Analysis Technique)*, proposto por Bengtson (1981), para compreender a qual tipo de estrutura tectônica de maior escala os padrões, variáveis ou não, de acamamentos estão associados (Fig. 6). A utilização deste modelo permitiu, ainda, gerar três seções subsísmicas associadas aos poços analisados.

A partir deste ponto, foi utilizada a base de dados sísmicos proveniente do levantamento sísmico 3D R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM, realizado no Campo de Búzios e disponibilizado por meio do *software Geopost* para a interpretação das linhas sísmicas denominadas *inline 4500* e *xline 3650*, que englobam os poços de interesse (Fig. 10). Partindo da interpretação destas linhas sísmicas, com enfoque principalmente em falhas e dobras do pré-sal, porção perfilada presente nos poços de interesse, foi possível correlacionar as seções subsísmicas construídas a falhas e dobras de escala sísmica e, também, correlacionar os gráficos de *DFN* gerados a partir da interpretação dos poços à estas estruturas de maior escala.



FA      ACA

FSA      FF

Figura 8: Exemplos de estruturas interpretadas a partir dos poços 3-RJS-723, 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708. a) Acamamentos. b) Fratura fechada. c) Fratura aberta. d) Fraturas semiabertas. FA – Fraturas abertas. ACA –Acamamentos, FSA –Fraturas semiabertas, FF – Fraturas fechadas.

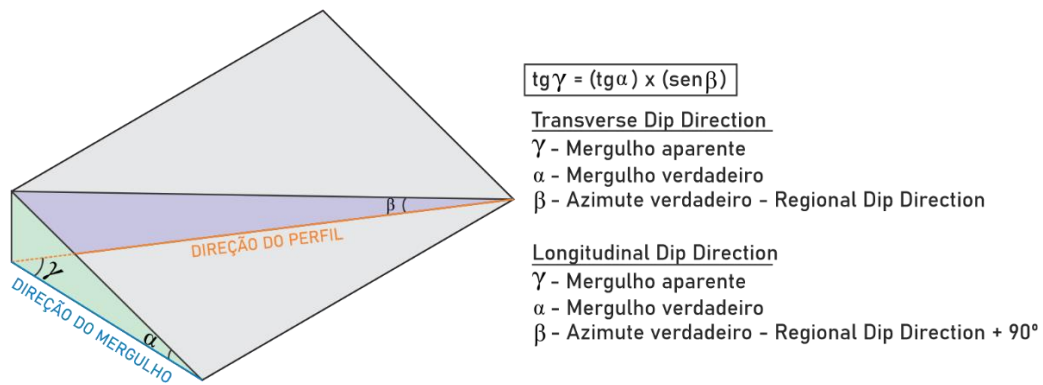


Figura 9: Demonstrativo da construção geométrica e fórmulas utilizadas para o cálculo de mergulhos aparentes que permite a geração dos gráficos do tipo *Transverse Component Dip Plot* e *Longitudinal Component Dip Plot*.

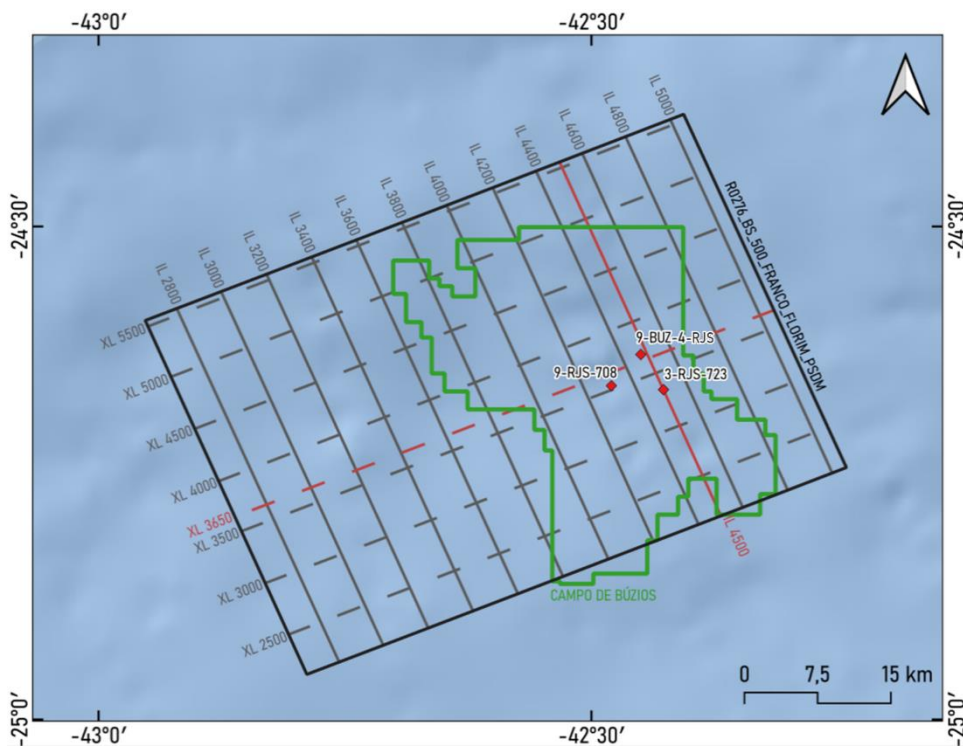


Figura 10: Malha sísmica pertencente ao levantamento R0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM, com destaque para a *inline* 4500 e *xline* 3650, utilizadas neste trabalho. Destaque ainda para o Campo de Búzios e a localização dos poços de interesse com relação às linhas sísmicas.

Por fim, os métodos utilizados para a elaboração deste trabalho foram resumidos em um fluxograma, visando sumarizar e facilitar sua compreensão (Fig. 11). Os passos que incluem processamento de dados e aplicação do método SCAT, por sua vez, são explicados em maior detalhe, uma vez que incluem, respectivamente, correções e aplicação de atributos específicos e uma sequência de correlações estatísticas indicadas por Bengtson (1981). Separa-se, ainda tópicos específicos sobre os tipos de ferramentas de aquisição de imagens resistivas e acústicas, as diferenças entre elas e o impacto gerado nas imagens finais.

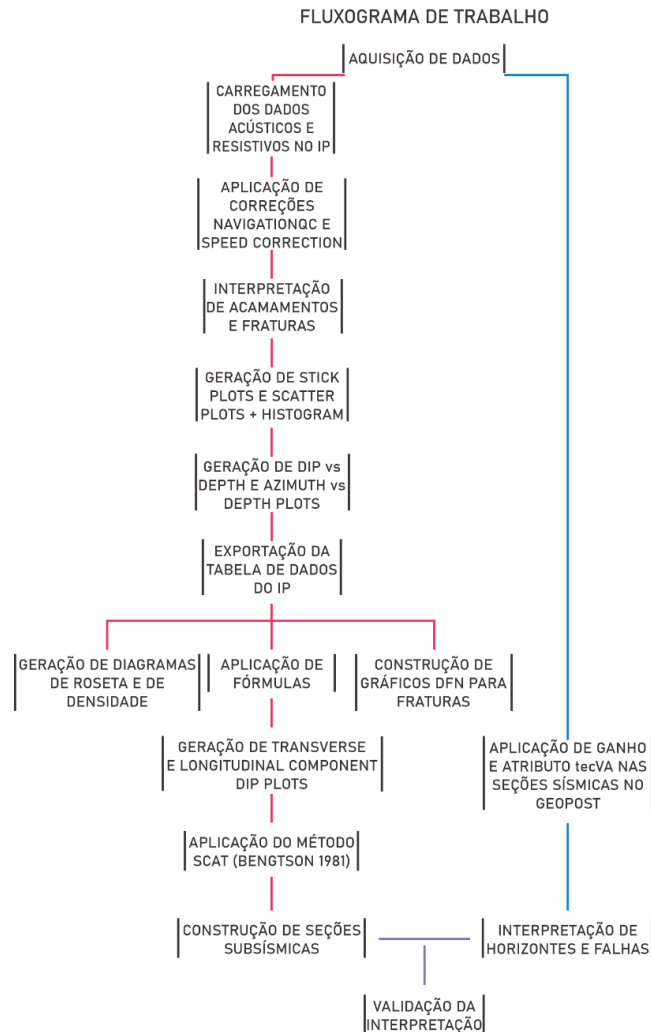


Figura 11: Fluxograma utilizado para a confecção desta monografia.

### 3.1. Processamento dos dados

Utilizando como ferramenta o *software Interactive Petrophysics (IP)*, foram carregados e, subsequentemente, processados, corrigidos e validados os dados acústicos e resistivos provenientes dos perfis de imagem. As correções realizadas nos poços de interesse foram a *NavigationQC* e *Speed Correction*, estando a primeira associada ao controle de qualidade de navegação da ferramenta ao imagear o poço, garantindo a orientação no espaço correta das estruturas interpretadas. A segunda está associada ao controle de qualidade dos dados obtidos pela ferramenta *cable speed*, associada à leitura da profundidade de poço, mitigando problemas de deformação da imagem causados pela variação abrupta da velocidade de aquisição de dados da ferramenta (*stickings*).

Para os dados resistivos e acústicos do poço 3-RJS-723, foram realizadas as correções do tipo *NavigationQC* e *Speed Correction*, uma vez que os dados brutos

provenientes da Baker Hughes não apresentam correções. Para o poço 9-RJS-708, foi realizada apenas a correção *Speed Correction*, uma vez que a Schlumberger realiza as correções de orientação, sendo necessária apenas a checagem dos dados referentes a *NavigationQC*. No caso do poço 9-BUZ-4-RJS, do qual foram utilizados apenas os dados acústicos neste trabalho, foi necessária apenas a correção *NavigationQC*, uma vez que a Halliburton realiza o controle de qualidade do tipo *Speed Correction* logo após a aquisição dos dados. Sendo assim, os dados brutos não precisaram ser novamente corrigidos, visto que esta nova correção acarretaria, inclusive, em distorções nas imagens que impactariam a interpretação.

Com a finalização do processamento, o *software IP* permite a observação das imagens acústicas e resistivas dos poços de forma planarizada (Fig. 12). Nestas imagens, as feições geológicas planares, como fraturas e acamamentos, são observadas como senoides que podem variar em direção e amplitude de acordo com o ângulo de mergulho da estrutura, podendo gerar até uma linha reta, no caso de estruturas planares totalmente horizontais.

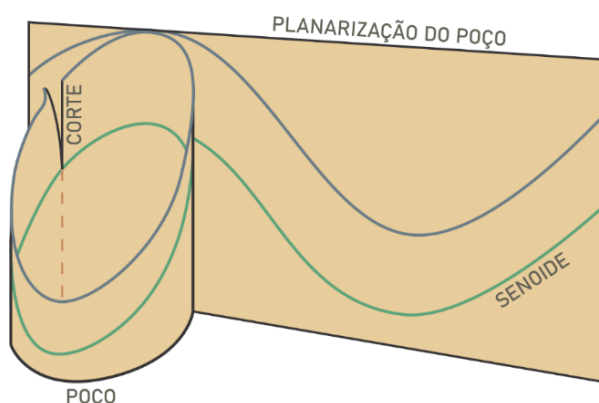


Figura 12: Figura esquemática da planarização de poços, demonstrando que, ao planarizar um poço, estruturas que antes se apresentavam como planos, como é o caso de acamamentos ou fraturas, passam a ser observadas como senoides. Modificado de Fossen (2020).

Para os dados sísmicos, por sua vez, foi utilizado, em ambas as seções interpretadas, um ganho de 40% de resolução, visando maior contraste dos refletores. Com enfoque na identificação de falhas, foi empregado o atributo sísmico denominado técnica Volume de Amplitudes – tecVA (Bulhões *et al.* 2005), que se vale do cálculo da média quadrática para reforçar o efeito de diminuição de valores de amplitude próximos às falhas e torná-las mais nítidas.

### 3.2. Imagens acústicas e resistivas

A forma das imagens geradas para cada poço varia, uma vez que cada empresa faz a aquisição dos dados utilizando um tipo de ferramenta e cada uma delas tem diferentes especificações (Tab. 2).

Tabela 2: Resumo das informações referentes às características das ferramentas de aquisição de dados acústicos e resistivos. LBA – Lama base-água. LBO – Lama base-óleo. Modificado de Lagraba *et al.* (2010) com dados de Fatah (2020)<sup>1</sup>.

TIPO DE PERFIL	EMPRESA AQUISIDORA DE DADOS	NOME DA FERRAMENTA	TIPO DE MEDIÇÃO	NÚMERO DE PADS	COBERTURA DO POÇO (12 % in)
Resistivo	Schlumberger	FMI <sup>2</sup>	Resistividade (LBA)	4 (+ 4 <i>flaps</i> )	53%
	Baker Hughes	EARTH	Resistividade (LBO)	6	43% <sup>1</sup>
	Halliburton	OMRI <sup>3</sup>	Resistividade (LBO)	6	41%
Acústico	Schlumberger	UBI <sup>*</sup>	Acústica (LBA ou LBO)	-	100%
	Baker Hughes	CBIL <sup>**</sup>	Acústica (LBA ou LBO)	-	100%
	Halliburton	CAST <sup>***</sup>	Acústica (LBA ou LBO)	-	100%

<sup>2</sup>Fullbore Formation Microlmager; <sup>3</sup>Oil Mud Reservoir Imager; <sup>\*</sup>Ultrasonic Borehole Imager; <sup>\*\*</sup>Circumferential Borehole Imaging Log; <sup>\*\*\*</sup>Circumferential Acoustic Scanning Tool.

As imagens resistivas utilizadas neste trabalho são provenientes de levantamentos realizados utilizando as ferramentas FMI e EARTH. Devido à presença de quatro *flaps* associados a quatro *pads*, os dados provenientes da ferramenta FMI cobrem uma maior área de poço e, portanto, apresentam melhor resolução do que os provenientes da ferramenta EARTH, composta por apenas seis *pads*. Já as imagens acústicas utilizadas foram as geradas por impedância acústica, provenientes das ferramentas UBI, CBIL e CAST, que apresentam mesmo fator de cobertura e resolução. No que diz respeito às janelas de visualização utilizadas para a geração de imagens dinâmicas deste trabalho, foi utilizado o valor de 0,1524 ou ½ *ft* de comprimento, comum para este tipo de visualização.

Os três poços estudados foram perfilados com presença de fluido de perfuração não-condutivo, e, para os poços 3-RJS-723 (EARTH) e 9-BUZ-4-RJS (OMRI), ferramentas microrresistivas aplicando este princípio físico foram utilizadas. Já no caso do poço 9-RJS-708, ainda que sendo utilizada uma ferramenta desenvolvida para ambiente de fluido condutivo, dada sua resolução superior as demais ferramentais com o mesmo princípio físico, a segunda geração da ferramenta FMI (a FMI-HD) demonstrou resultados satisfatórios.

### 3.3. Método SCAT

A aplicação do método SCAT neste trabalho segue as indicações feitas por Bengtson (1981), e utiliza como ferramenta de interpretação de acamamentos presentes nos poços o *software IP*, que também permite a geração de três dos cinco gráficos necessários à aplicação do método, sendo eles *Scatter Plot + Histogram Plot – Dip vs Azimuth*, *Dip vs Depth* e *Azimuth vs Depth*, assim como os *Stick Plots*. Para a aplicação do método, também foram gerados os gráficos *Transverse Dip Component Plot* e *Longitudinal Dip Component Plot*. O autor indica uma sequência de cinco passos para a correlação dos dados a estruturas tectônicas importantes, que seguem o fluxograma utilizado neste trabalho (Fig. 13).

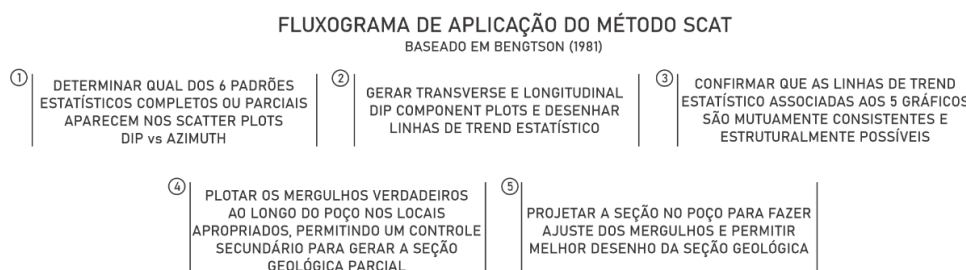


Figura 13: Fluxograma proposto por Bengtson (1981) para a aplicação do método SCAT.

## 4. RESULTADOS

Utilizando como base os poços 3-RJS-723, 9-RJS-708 e 9-BUZ-4-RJS, foi realizada a interpretação de acamamentos, fraturas fechadas, abertas e semiabertas (Tab. 3). Nota-se, inicialmente, maior identificação de acamamentos associada aos poços 3-RJS-723 e 9-RJS-708, o que poderia ser explicado pela ausência ou não-disponibilidade de imagens resistivas para o poço 9-BUZ-4-RJS, uma vez que este tipo de imagem permite uma interpretação mais detalhada destas feições.

Tabela 3: Sumarização das estruturas interpretadas nos poços de interesse.

POÇO	ACAMAMENTOS	FRATURAS		
		FECHADAS	ABERTAS	SEMIABERTAS
3-RJS-723	1333	15	2	40
9-RJS-708	2599	9	1	13
9-BUZ-4-RJS	875	23	5	136

As feições foram sumarizadas em diagramas de contorno estrutural, diagramas de rosetas e *walkout plots* (Figs. 14a-f, 15a-f e 16a-f). No caso dos acamamentos do poço 3-RJS-723, nota-se a concentração para azimute de mergulho 80-100°, que representa cerca de 52% dos acamamentos interpretados (Figs. 14a-b), com ângulos

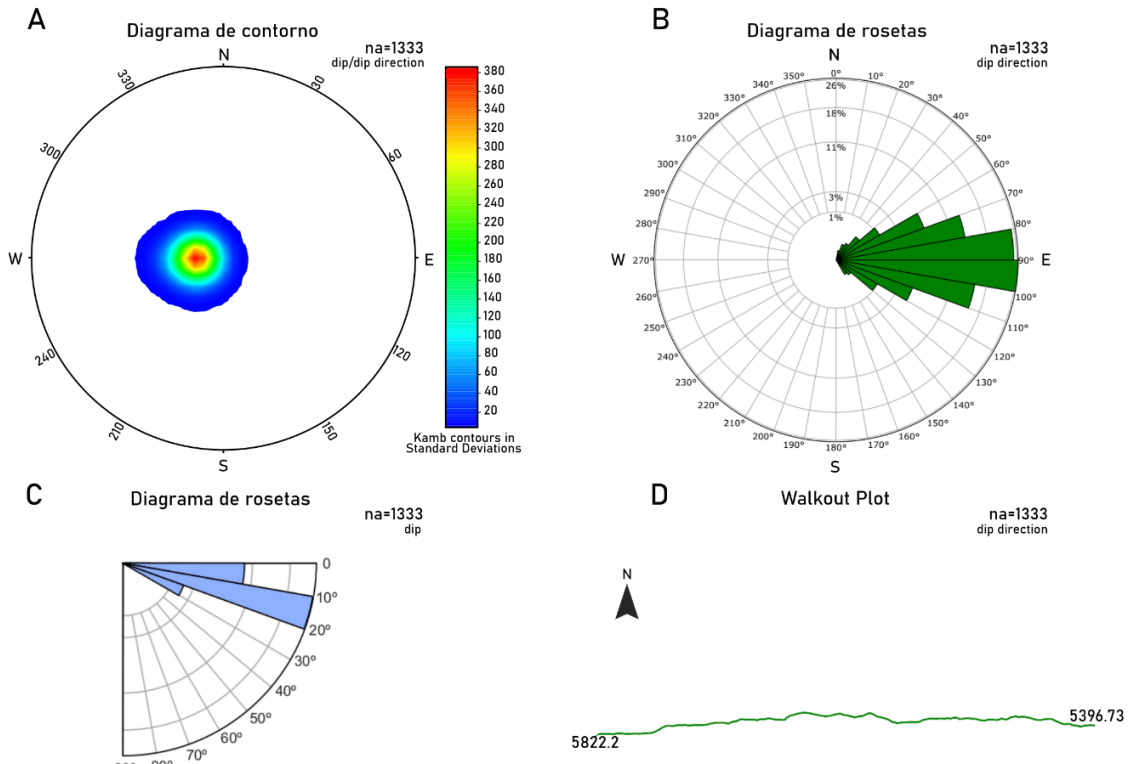
concentrados entre  $10^{\circ}$  e  $20^{\circ}$  (Fig. 14c). O *walkout plot* (Fig. 14d), indica baixa variação de azimutes de mergulho ao longo da profundidade do poço. No que diz respeito às fraturas, as fechadas (Figs. 14e e 14g) apresentam padrão de direções para o quadrante NW, com direção aproximada N45W e mergulhos de  $40^{\circ}$  tanto para NE, como para SW. Em razão da pouca amostragem e semelhança entre si, as fraturas abertas e semiabertas foram diagramadas em única roseta e diagrama de contorno (Figs. 14f e 14h), apresentando, também, maior concentração para o quadrante NW, com direção aproximada N30E-N30W e mergulhos de  $\sim 50^{\circ}$  para NW e  $\sim 20^{\circ}$  para NW.

Para o poço 9-BUZ-4-RJS, foi interpretada maior concentração de acamamentos com azimute de mergulho  $70-90^{\circ}$ , havendo ainda, concentração secundária de acamamentos com azimute de mergulho  $260-280^{\circ}$  (Fig. 15a-b). Estas concentrações representam 38% e 10% do total de acamamentos, respectivamente. Os ângulos de mergulho para estes acamamentos se concentram na faixa de  $0^{\circ}$  a  $10^{\circ}$  (Fig. 15c). O *walkout plot*, por sua vez, demonstra variação razoável dos azimutes de mergulho de acamamento, principalmente na porção do topo do poço (Fig. 15d). Para as fraturas abertas e semiabertas, a direção geral varia entre N70E-N60W, com mergulhos variando de  $\sim 20^{\circ}$  a  $\sim 80^{\circ}$  para NW e NE (Fig. 15e). Para as fechadas, a direção geral varia entre N20E-N30W, com mergulhos de  $\sim 50^{\circ}$ , tanto para NW, como para NE (Fig. 15f). Tanto fraturas fechadas (Fig. 15g), como abertas e semiabertas (Fig. 15h) apresentam concentrações de direção principal para o quadrante NE.

O poço 9-RJS-708 contém uma concentração de azimutes de mergulho de acamamento para a direção  $80-100^{\circ}$ , representando cerca de 30% do total de acamamentos interpretados (Fig. 16a-b). Os ângulos de mergulho são pouco variáveis, concentrando-se entre as faixas de  $0^{\circ}$  a  $10^{\circ}$  e  $10^{\circ}$  a  $20^{\circ}$  (Fig. 16c). O *walkout plot* (Fig. 16d) demonstra variação expressiva de azimutes de acamamento ao longo do poço, principalmente em seu terço final. Para fraturas abertas e semiabertas neste poço, a direção geral varia entre N70E-N60W, com mergulhos variando de  $\sim 25^{\circ}$  a  $\sim 45^{\circ}$  principalmente para NW e NE (Fig. 16e). Para as fechadas, a direção geral varia entre N40E-N60W, com mergulhos de  $\sim 20$  a  $\sim 50^{\circ}$ , tanto para NW, como para NE (Fig. 16f). As fraturas possuem direções variadas, havendo maior concentração de feições abertas e semiabertas (Fig. 16g) para a direção NE, com números ainda expressivos para a direção NW. No caso das fraturas fechadas (Fig. 16h), há maior disseminação.

### 3-RJS-723

#### ACAMAMENTOS



#### FRATURAS

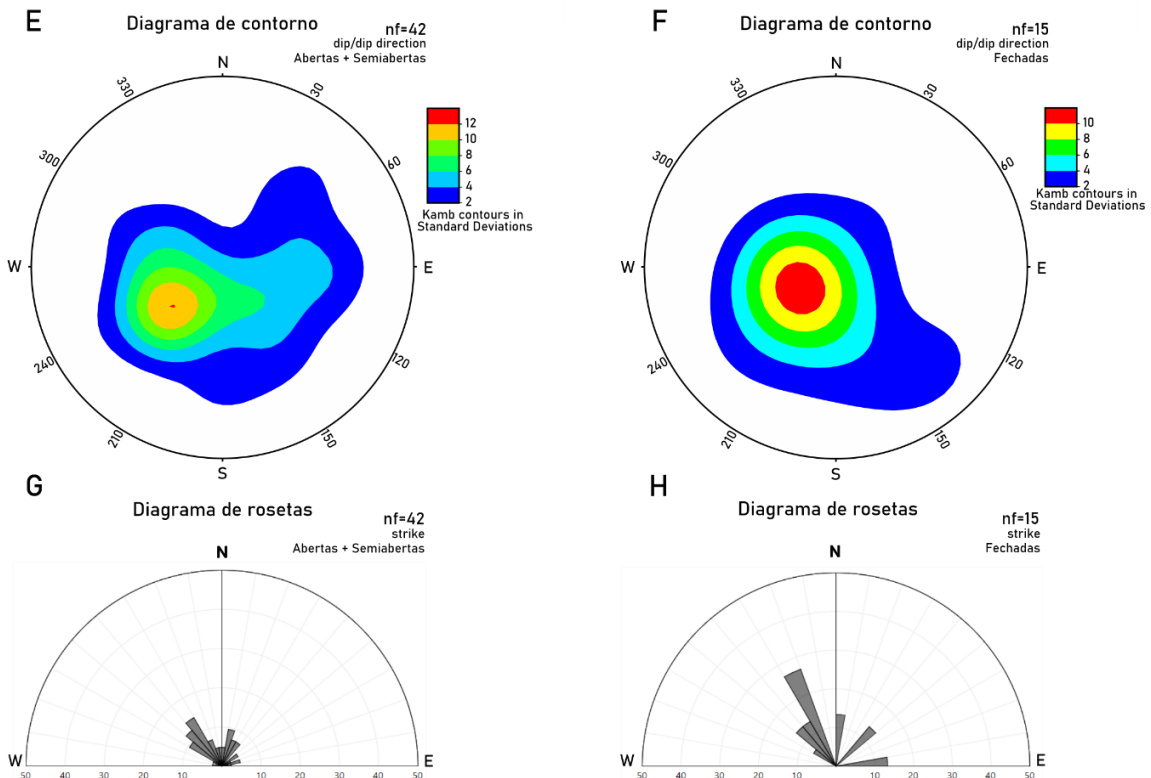
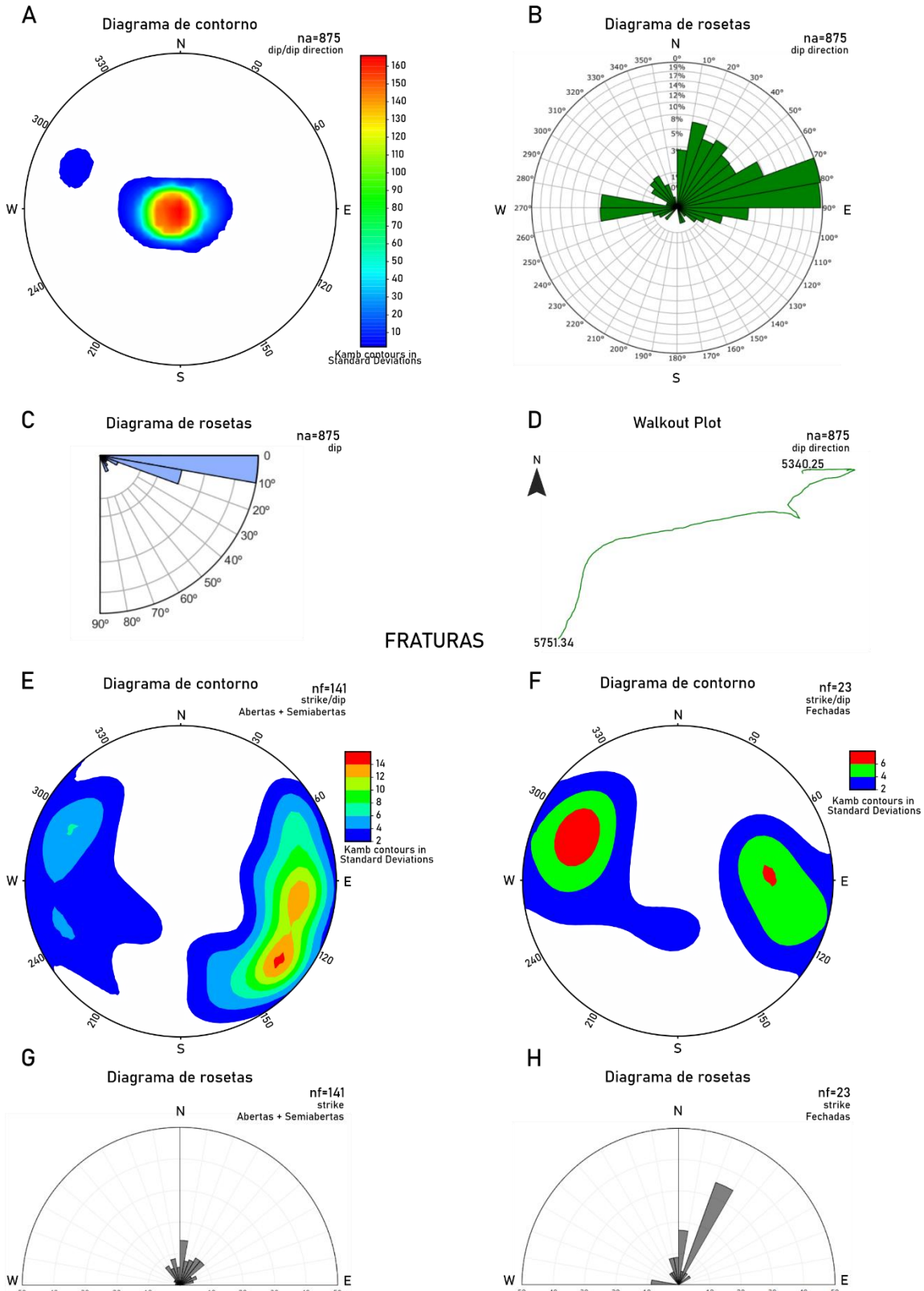


Figura 14: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 3-RJS-723. na – número de acamamentos. nf – números de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) Walkout plot para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas.

# 9-BUZ-4-RJS

## ACAMAMENTOS

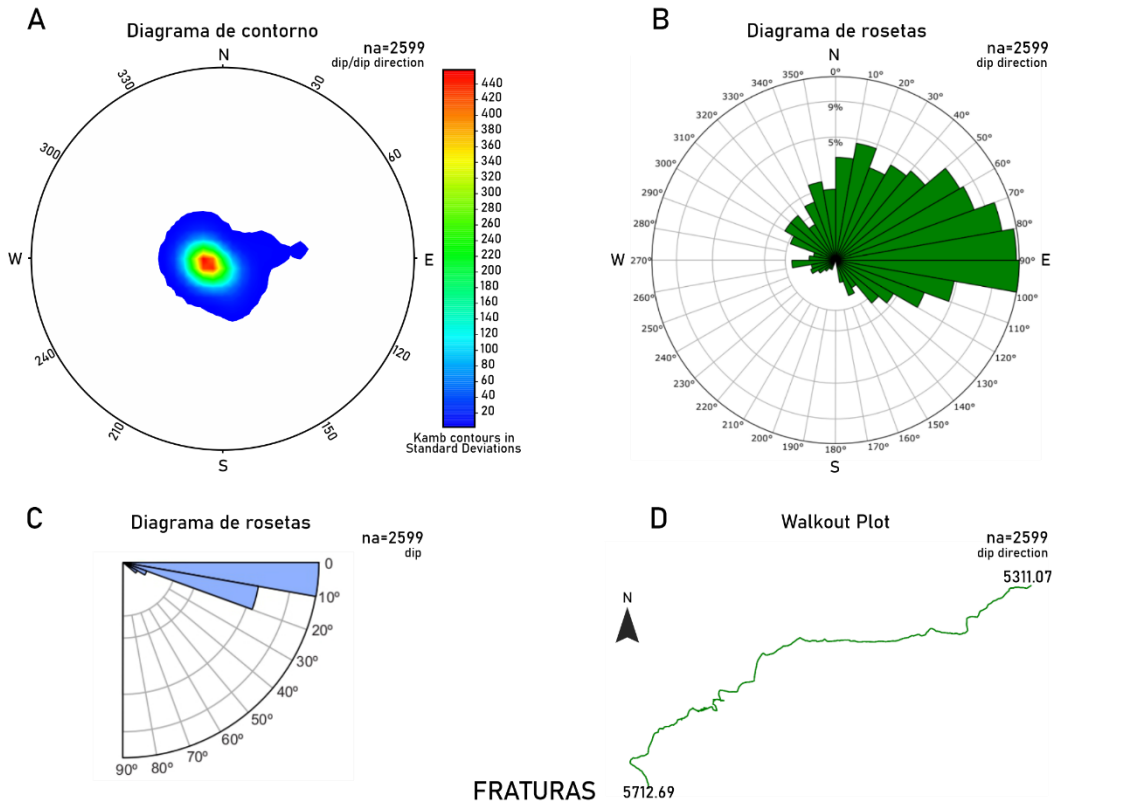


## FRATURAS

Figura 15: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 9-BUZ-4-RJS. na – número de acamamentos. nf – número de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) *Walkout plot* para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas.

9-RJS-708

ACAMAMENTOS



FRATURAS

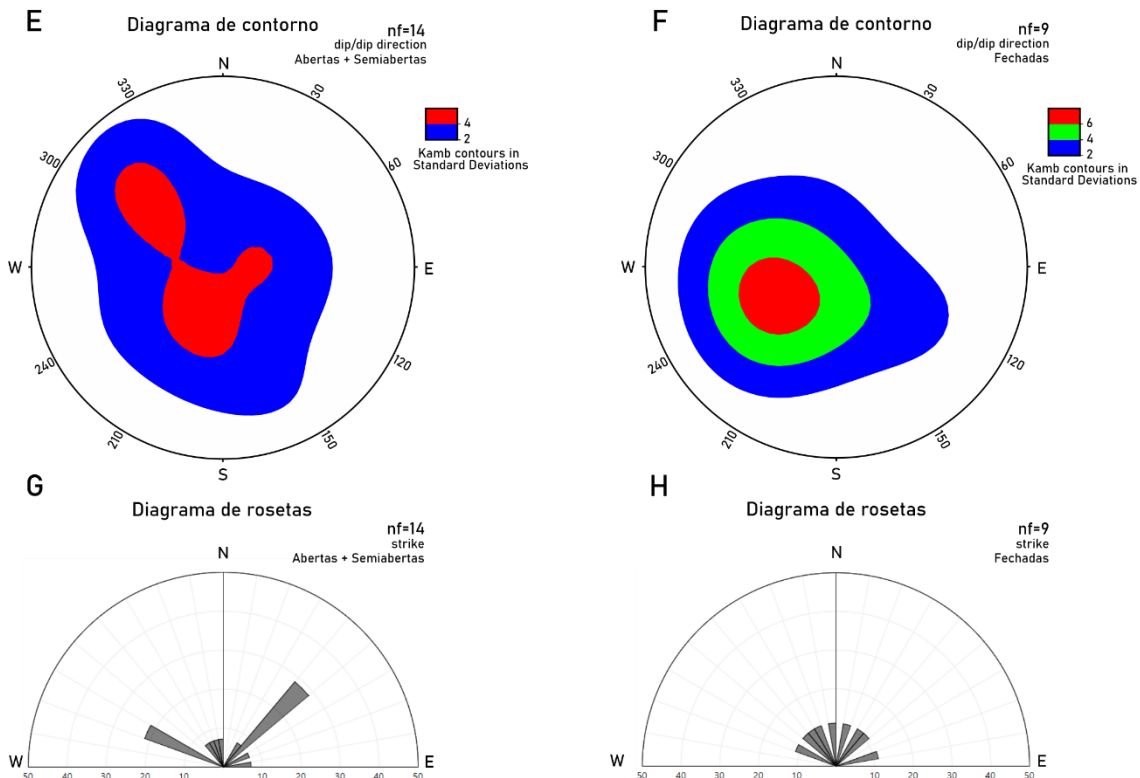


Figura 16: Dados estruturais referentes à acamamentos e fraturas presentes no poço 9-RJS-708. na – número de acamamentos. nf – números de fraturas. a) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de acamamentos. b) Diagrama de rosetas para direção de mergulho de acamamentos. c) Diagrama de rosetas para ângulo de mergulho de acamamentos. d) Walkout plot para direção de acamamentos. e) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas abertas e semiabertas. f) Diagrama de contorno estrutural referente aos polos de fraturas fechadas. g) Diagrama de rosetas para direção de fraturas abertas e semiabertas. h) Diagrama de rosetas para direção de fraturas fechadas

#### 4.1. Acamamentos e método SCAT

A interpretação dos acamamentos resultou em dados referentes à ângulo e azimute de mergulho, que serviram como base para a geração de gráficos do tipo *Scatter Plot + Histogram, Dip vs Depth, Dip Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component* e *Transverse Dip Component* para cada um dos poços (Figs. 17, 18 e 19). A partir destes gráficos foi possível desenhar linhas de *trend* estatístico diferentes para cada um dos poços, que indicam padrões estatísticos distintos e permitem a correlação dos dados interpretados com estruturas de maior escala definidas por Bengtson (1981).

No caso do poço 3-RJS-723, nota-se um padrão estatístico pouco variável (Fig. 17). Para o gráfico *Scatter Plot – Dip vs Azimuth*, é possível notar uma concentração dos acamamentos para a direção E-ENE, com mergulhos majoritariamente próximos a 10°. Considerando os gráficos *Dip vs Depth, Dip Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component* e *Transverse Dip Component*, é possível perceber, novamente, um padrão pouco variável, sem a presença de feições como cúspides ou curvas ao longo do poço. Este tipo de resultado é correlacionado a estruturas do tipo *moderate to steep homoclinal dip* definidas por Bengtson (1981) (Fig. 6a)

O poço 9-RJS-708, por sua vez, possui um padrão estatístico com maiores variações (Fig. 18). O *Scatter Plot – Dip vs Azimuth* demonstra uma dispersão dos acamamentos entre as direções E-NE, com maiores concentrações para a direção E, com mergulhos próximos de 10°. Neste gráfico, é possível observar, ainda, um padrão de arrasto, demonstrado pela curva associada aos acamamentos. Considerando o restante dos gráficos, nota-se a presença de cúspides, como as observadas entre as profundidades 5520 e 5550 m associadas aos gráficos *Dip vs Depth, Longitudinal* e *Transverse Component Dip*. Para estas mesmas profundidades, é possível perceber, no gráfico *Azimuth vs Depth*, a presença de feições de arrasto, que estão associadas às cúspides observadas nos gráficos anteriores. A partir desta análise, é possível associar estes padrões a uma estrutura do tipo *normal fault with flattening drag*, definida por Bengtson (1981) (Fig. 6b).

No caso do poço 9-BUZ-4-RJS, o padrão estatístico apresenta uma série de variações (Fig. 19). O *Scatter Plot – Dip vs Azimuth* demonstra uma concentração de acamamentos preferencialmente na direção NE, havendo ainda concentrações de

direção NW, ambas com mergulhos próximos de 8°. É possível observar, ainda, um padrão de arrasto, indicado por uma curvatura nos acamamentos, com estes chegando à até mais de 60°. Considerando o restante dos gráficos, nota-se a presença de cúspides, como as observadas entre as profundidades 5420 e 5435 m, para os gráficos *Dip vs Depth* e *Longitudinal Component Dip Plot*. Percebe-se, ainda, no gráfico *Azimuth vs Depth*, a presença de uma concentração anômala de acamamentos, associada ao padrão de acamamentos de direção NW observados no *Scatter Plot – Dip vs Azimuth*. A partir destas informações, é possível associar estes padrões a uma estrutura do tipo *normal fault with flattening drag*, definida por Bengtson (1981) (Fig. 6b).

#### 4.2. Seções geológicas subsísmicas

Após a aplicação do método *SCAT* para os três poços, realizando a associação dos padrões estatísticos gerados para cada poço com aqueles definidos por Bengtson (1981), foram utilizados os *Stick Plots* gerados por meio do *IP* para construir uma seção subsísmica para cada poço (Figs. 20a-c), considerando porções com maiores variações de acamamentos.

Estas seções possuem uma escala de caráter intermediário, pois dizem respeito a um nível de detalhe entre a escala de perfis de imagem e a sísmica, uma vez que as seções são geradas a partir da extrapolação de dados interpretados a partir dos perfis acústicos e resistivos. As seções representam, essencialmente, as mudanças progressivas de acamamentos (Figs. 20b-c) ou seus padrões contínuos (Fig. 20a), expandindo lateralmente as estruturas observadas durante a interpretação dos perfis de imagem e propondo uma interpretação estrutural de escala intermediária para sua organização.

Desta forma, para o poço 3-RJS-723, nota-se um basculamento de camadas, sem a presença de feições de arrasto no contexto do poço, o que corresponde à estrutura do tipo *moderate to steep homoclinal dip* (Fig. 20a), enquanto para os poços 9-RJS-708 e 9-BUZ-4-RJS (Figs. 20b-c), é interpretada a presença de falhas normais com planos curvos, que geram não apenas basculamento das camadas, mas padrões de arrasto nestas, correspondentes às estruturas do tipo *normal fault with flattening drag*.

# 3-RJS-723

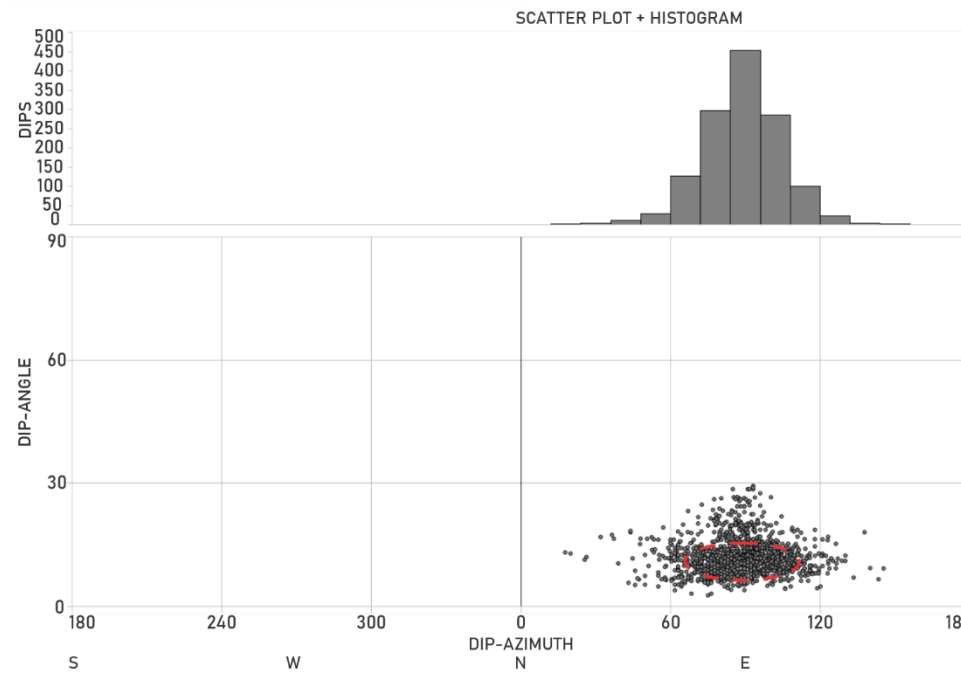
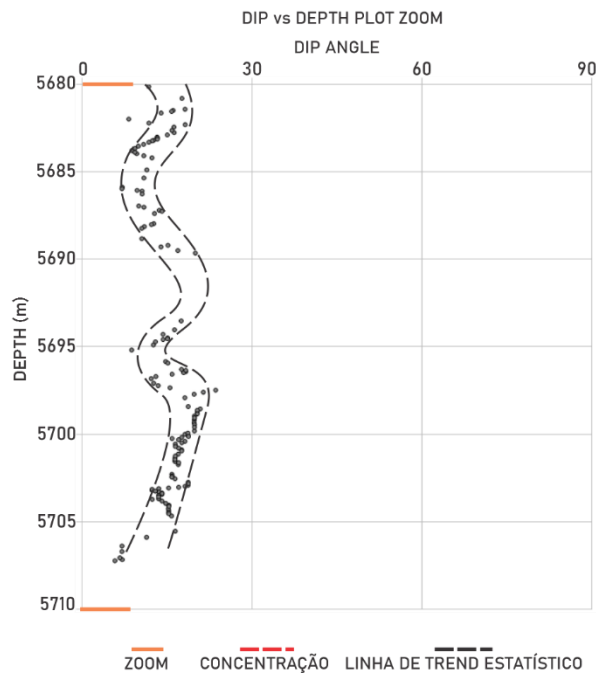
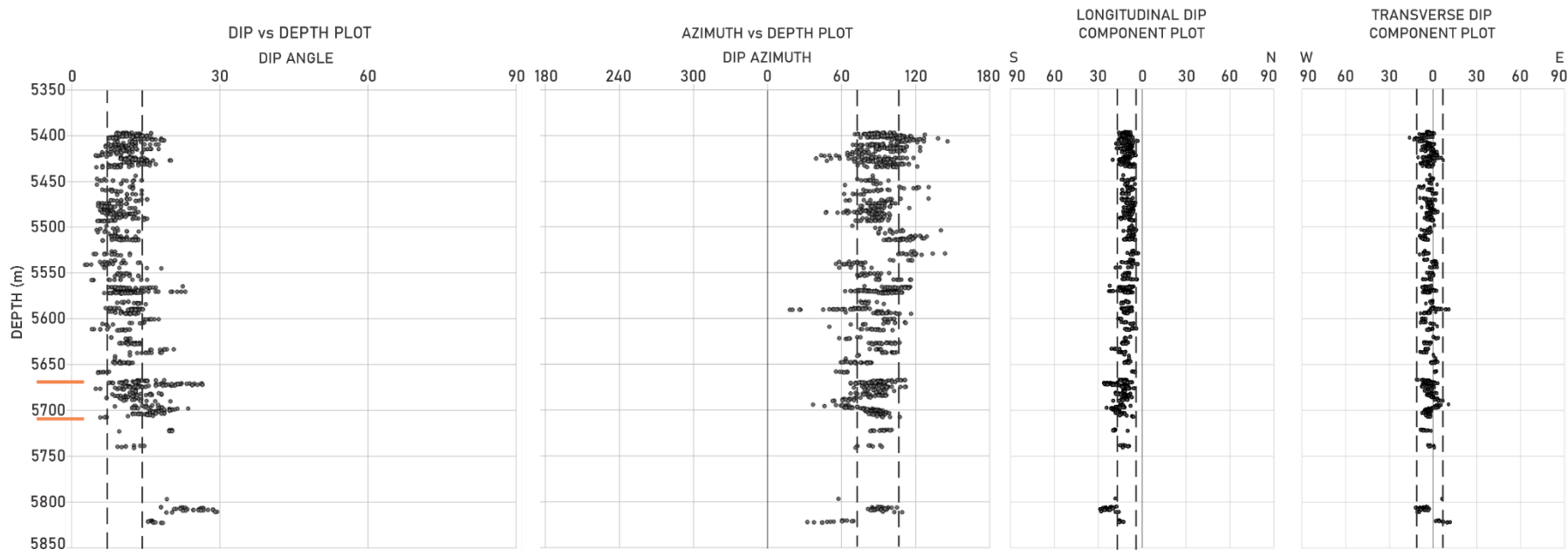


Figura 17: Gráficos do tipo Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot gerados para o poço 3-RJS-723.

# 9-RJS-708

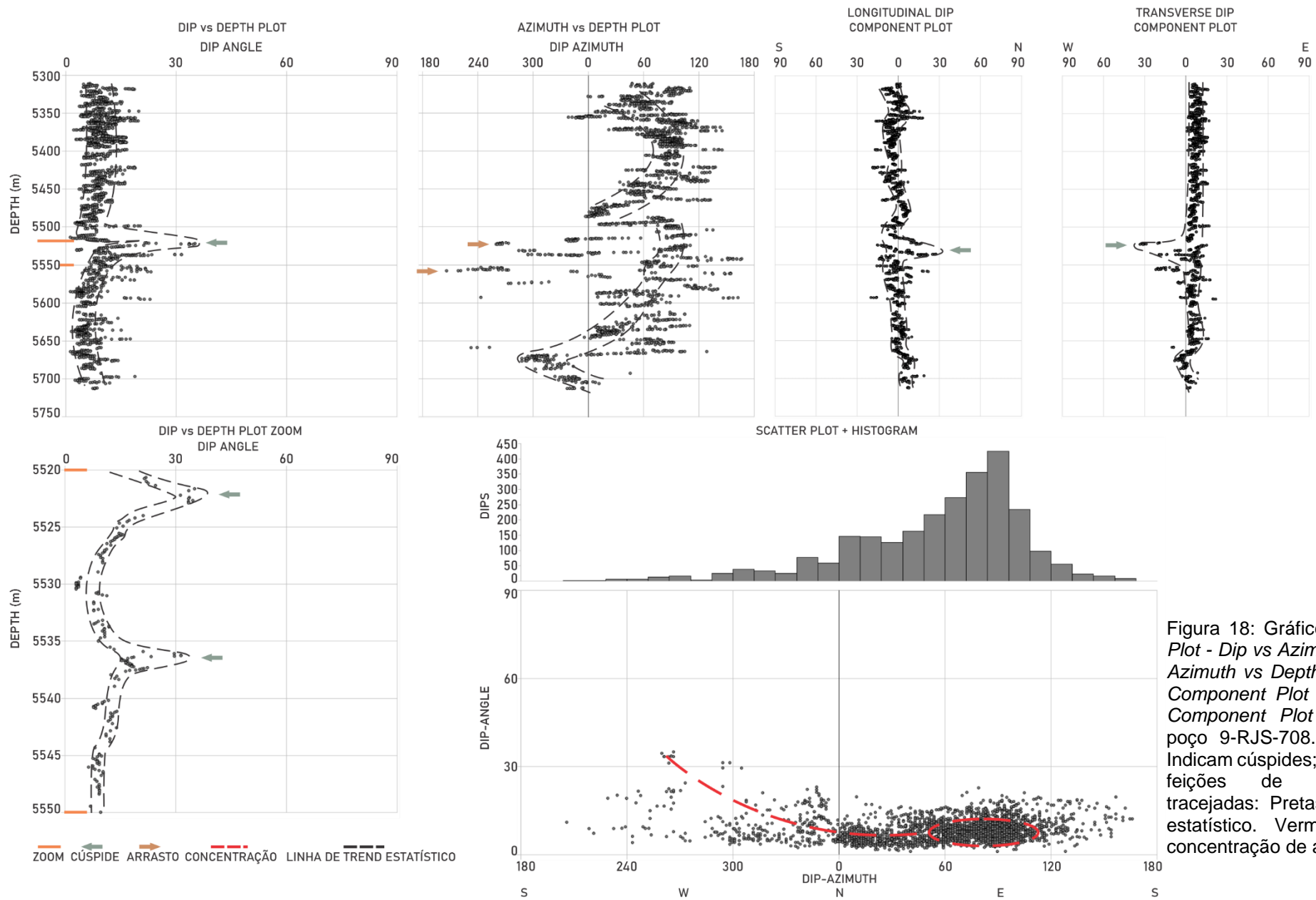


Figura 18: Gráficos do tipo *Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot* gerados para o poço 9-RJS-708. Setas: Verdes - Indicam cúspides; Marrons - Indicam feições de arrasto. Linhas tracejadas: Pretas - Indicam *trend* estatístico. Vermelhas - Indicam concentração de acamamentos.

# 9-BUZ-4-RJS

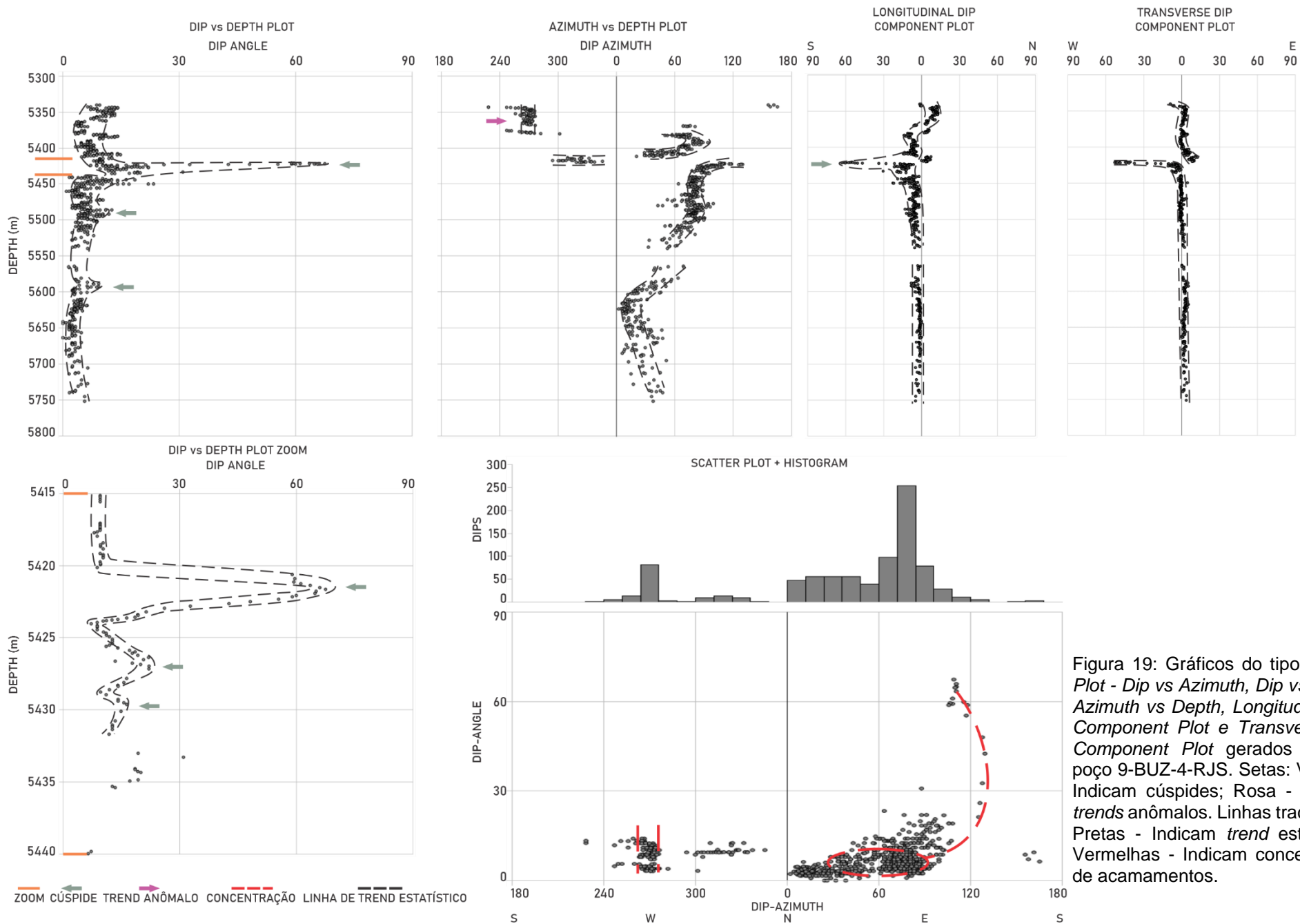


Figura 19: Gráficos do tipo *Scatter Plot - Dip vs Azimuth, Dip vs Depth, Azimuth vs Depth, Longitudinal Dip Component Plot e Transverse Dip Component Plot* gerados para o poço 9-BUZ-4-RJS. Setas: Verdes - Indicam cúspides; Rosa - Indicam *trends* anômalos. Linhas tracejadas: Pretas - Indicam *trend* estatístico. Vermelhas - Indicam concentração de acamamentos.

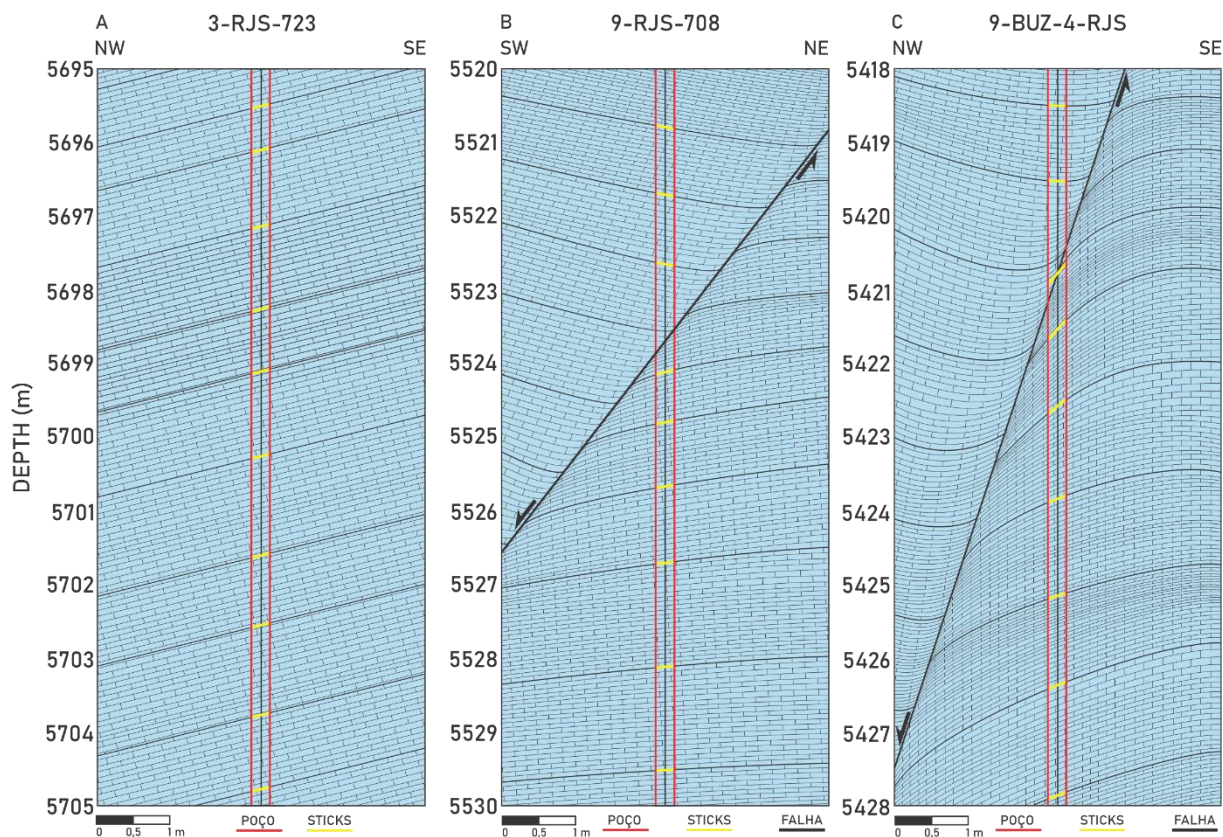


Figura 20: Seções subsísmicas construídas para os poços de interesse deste trabalho utilizando o método SCAT. a) Seção gerada para o poço 3-RJS-723, com a interpretação de basculamento de camadas. b) Seção gerada para o poço 9-RJS-708, com a interpretação de uma falha normal que gera arrasto de camadas e atravessaria o poço entre o intervalo de profundidade compreendido entre 5523 e 5524 m. c) Seção gerada para o poço 9-BUZ-4-RJS, com a interpretação de uma falha normal que gera arrasto de camadas e atravessaria o poço entre o intervalo de profundidade compreendido entre 5420 e 5421 m.

### 4.3. Gráficos *DFN*

Os dados referentes às fraturas fechadas, abertas e semiabertas foram sumarizados em gráficos de linhas, do tipo *DFN*, com organização *Fracture/meter vs Depth* (Fig. 21). É possível notar que as fraturas são observadas em todos os poços, havendo maior expressividade em todos eles para as fraturas semiabertas, comuns principalmente ao poço 9-BUZ-4-RJS. É perceptível, ainda, que as fraturas abertas são as menos comuns em todos os poços, quase não sendo observadas no poço 9-RJS-708. As fraturas fechadas, que contam com preenchimento de material possivelmente carbonático, são relativamente comuns a todos os poços. Nota-se, por fim, que entre todos os poços, o poço 9-BUZ-4-RJS é o que apresenta maior fraturamento.

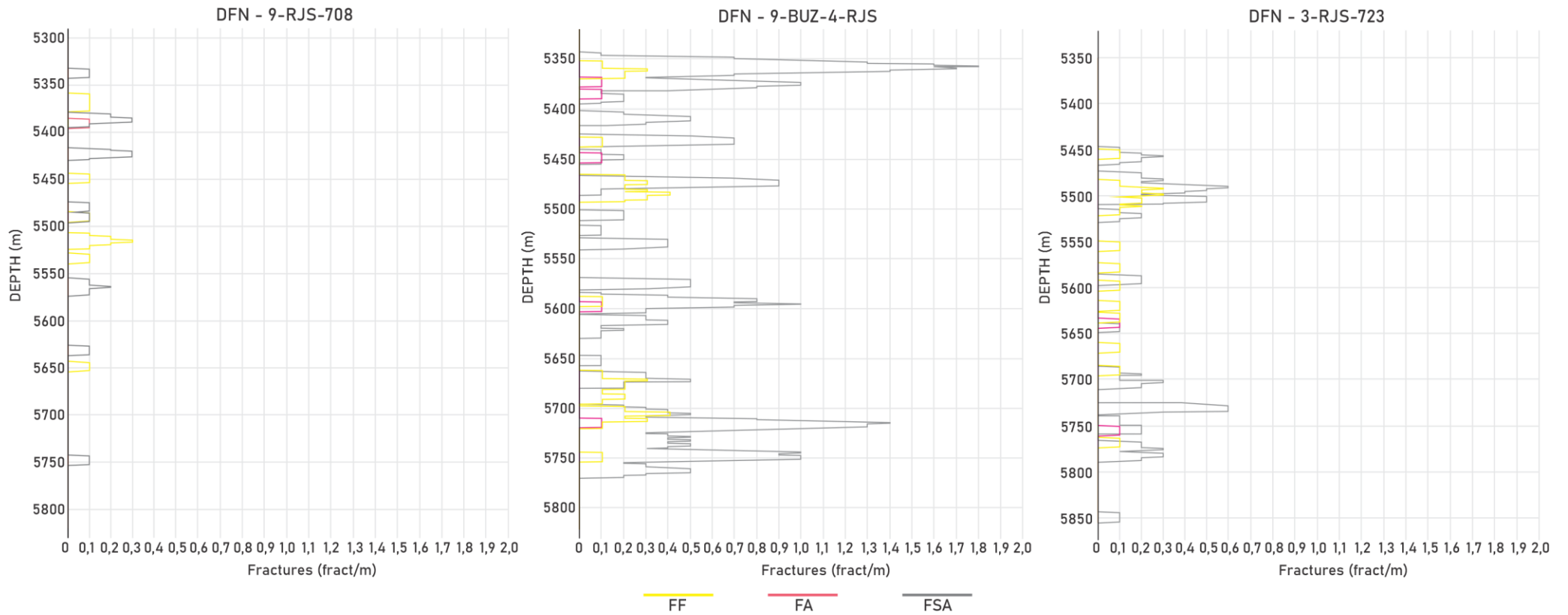


Figura 21: Gráficos do tipo *DFN* gerados para todos os poços. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

#### 4.4. Seções sísmicas

A interpretação de duas seções sísmicas, pertencentes ao levantamento 3D RS\_0276\_BS\_500\_FRANCO\_FLORIM\_PSDM, sendo elas a *inline* 4500, que engloba os poços 9-BUZ-4-RJS e 3-RJS-723 (Fig. 22), e a *xline* 3650, que engloba os poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708 (Fig. 23) permitiu a identificação de uma série de falhas normais sintéticas e antitéticas na porção pré-sal, associada à região perfilada dos poços presente nos perfis de imagem. A partir destas seções foram interpretados, ainda, 3 horizontes sísmicos principais, sendo eles a base e o topo do sal e o fundo do mar.

As falhas normais interpretadas nestas seções, tanto sintéticas, quanto antitéticas (Tab. 4), possuem planos curvos e estão localizadas nas proximidades dos três poços de interesse deste estudo, havendo maior expressividade próximo aos poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708, sendo o poço 3-RJS-723 menos afetado por estas estruturas. Nota-se, ainda, que o poço 9-BUZ-4-RJS é cortado por, ao menos, duas falhas de escala sísmica (Figs. 22 e 23), sendo o mais afetado, entre os três poços analisados, por estruturas identificadas nesta escala.

É possível notar uma maior expressividade de falhas interpretadas na *xline* 3650, totalizando 23 falhas, sendo a maioria delas sintética. Há ainda um domeamento presente nesta seção, indicado pelo arqueamento dos refletores nas proximidades da localização do poço 9-BUZ-4-RJS, indicando um suave dobramento nesta região.

Tabela 4: Sumarização dos tipos e quantidades de falhas interpretadas e poços presentes nas linhas sísmicas.

LINHA SÍSMICA	FALHAS			POÇO	
	SINTÉTICAS	ANTITÉTICAS	3-RJS-723	9-BUZ-4- RJS	9-RJS-708
INLINE 4500	3	9	X	X	
XLINE 3650	14	9		X	X

Os horizontes sísmicos são contínuos nas seções interpretadas e, a partir de sua análise e da visualização dos poços utilizando o *software* Geopost, foi possível associar os poços 9-BUZ-4-RJS, 9-RJS-708 e 3-RJS-723 às formações Itapema e Barra Velha, compostas essencialmente por rochas carbonáticas, que funcionam como reservatórios do pré-sal.

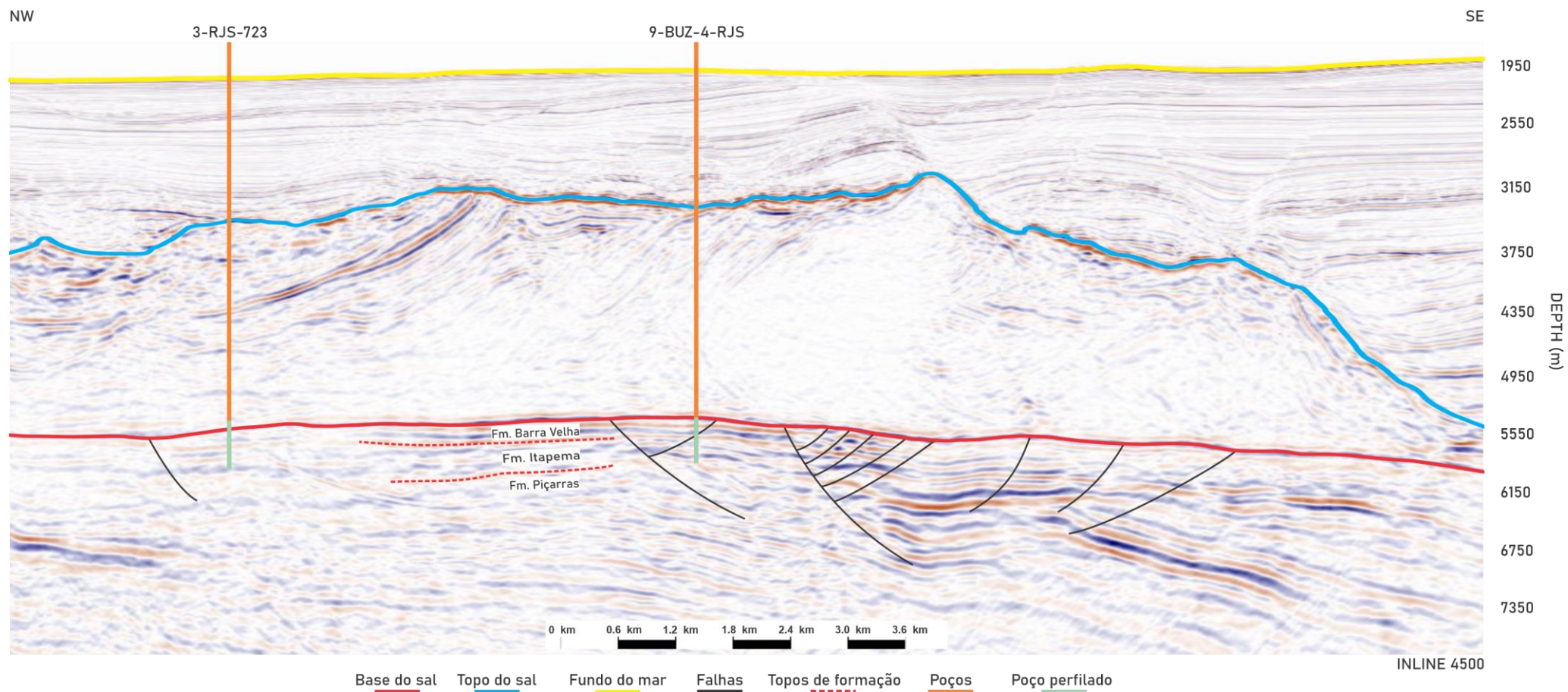


Figura 22: *Inline* 4500 com falhas sintéticas e antitéticas interpretadas, localização dos poços 3-RJS-723 e 9-BUZ-4-RJS e suas porções perfiladas, horizontes sísmicos interpretados e topos de formações conhecidas.

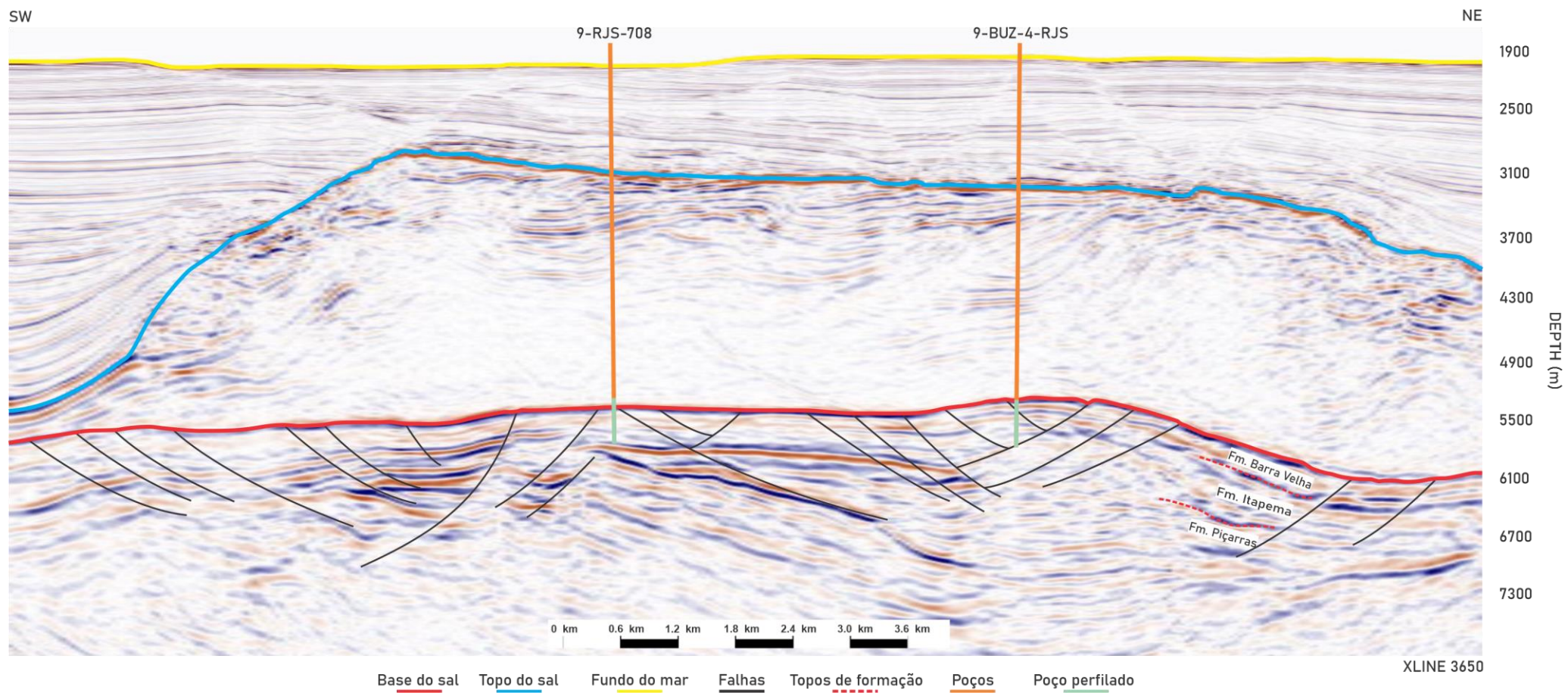


Figura 23: Xline 4500 com falhas sintéticas e antitéticas interpretadas, localização dos poços 9-RJS-708 e 9-BUZ-4-RJS e suas porções perfiladas, horizontes sísmicos interpretados e topos de formações conhecidas.

## 5. DISCUSSÕES

O conjunto de resultados gerados neste trabalho permite algumas discussões envolvendo correlações entre as seções geológicas subsísmicas construídas e as seções sísmicas interpretadas, assim como a compreensão de estruturas de diferentes escalas. É possível correlacionar, ainda, os padrões de fraturamento encontrados nos gráficos do tipo *DFN* às falhas interpretadas nas seções geológicas subsísmicas e nas seções sísmicas.

### 5.1. Seções geológicas subsísmicas vs seções sísmicas

Ao correlacionar as seções geológicas subsísmicas às seções sísmicas, utilizando como bases comparativas tanto as profundidades como as localizações geográficas destas seções, foi possível determinar associações de falhas interpretadas em escala sísmica àquelas subsísmicas, interpretadas para os poços com a utilização do método *SCAT*. Para realizar tal correlação, é importante ressaltar que as escalas de interpretação são diferentes entre seções sísmicas, perfis de imagem e seções geológicas subsísmicas, podendo, muitas vezes, feições como falhas serem observadas em um tipo de seção e não observadas em outro.

Deste modo, nota-se que o poço 9-BUZ-4-RJS, que contém seção geológica interpretada como estrutura do tipo *normal fault with flattening drag* é cortado por uma falha normal à profundidade de 5520 m no contexto da *inline* 4500 (Fig. 22). A falha interpretada no poço, associada às cúspides mais pronunciadas presentes nos gráficos do método *SCAT*, está associada ao intervalo de profundidades entre 5420 e 5430 m. Desta forma, é possível compreender a falha interpretada para o poço como pertencente à mesma família da falha interpretada na seção sísmica, possuindo paralelismo em relação a ela (Fig. 24). Ao inserir esta falha no contexto estrutural regional interpretado para a sísmica, conclui-se que se trata de uma falha antitética.

Ao observar a *xline* 3650 (Fig. 23), é possível perceber que o poço 9-BUZ-4-RJS está associado a um domeamento das camadas da porção pré-sal. Este domeamento pode estar associado à presença de *horsts* presentes na sequência rifte, reativados durante a deposição das unidades pertencentes ao pré-sal, gerando feições do tipo dobras por propagação de falha (Araújo *et al.* 2009), que ocasionam dobramentos regionais suaves. Isto é perceptível em escala subsísmica ao

considerar-se que o poço 9-BUZ-4-RJS apresenta, no topo, uma concentração anômala de acamamentos de direção de mergulho para o quadrante NW, o que é demonstrado pelos gráficos de *Azimuth vs Depth*, *Longitudinal Dip Component Plot* (intervalo de 5340 a 5410m com charneira – *crestal plane* – em 5335m) e *Scatter Plot – Dip vs Azimuth* (Fig. 19) por meio de uma concentração delimitada por linhas de *trend* estatístico retilíneas e compatível com o modelo definido por Bengtson (1981) para estruturas do tipo *non-plunging fold* (Fig. 6d). Estes aspectos ainda ressaltam a possibilidade de um mesmo poço cortar diferentes estruturas ou diferentes porções de uma mesma estrutura.

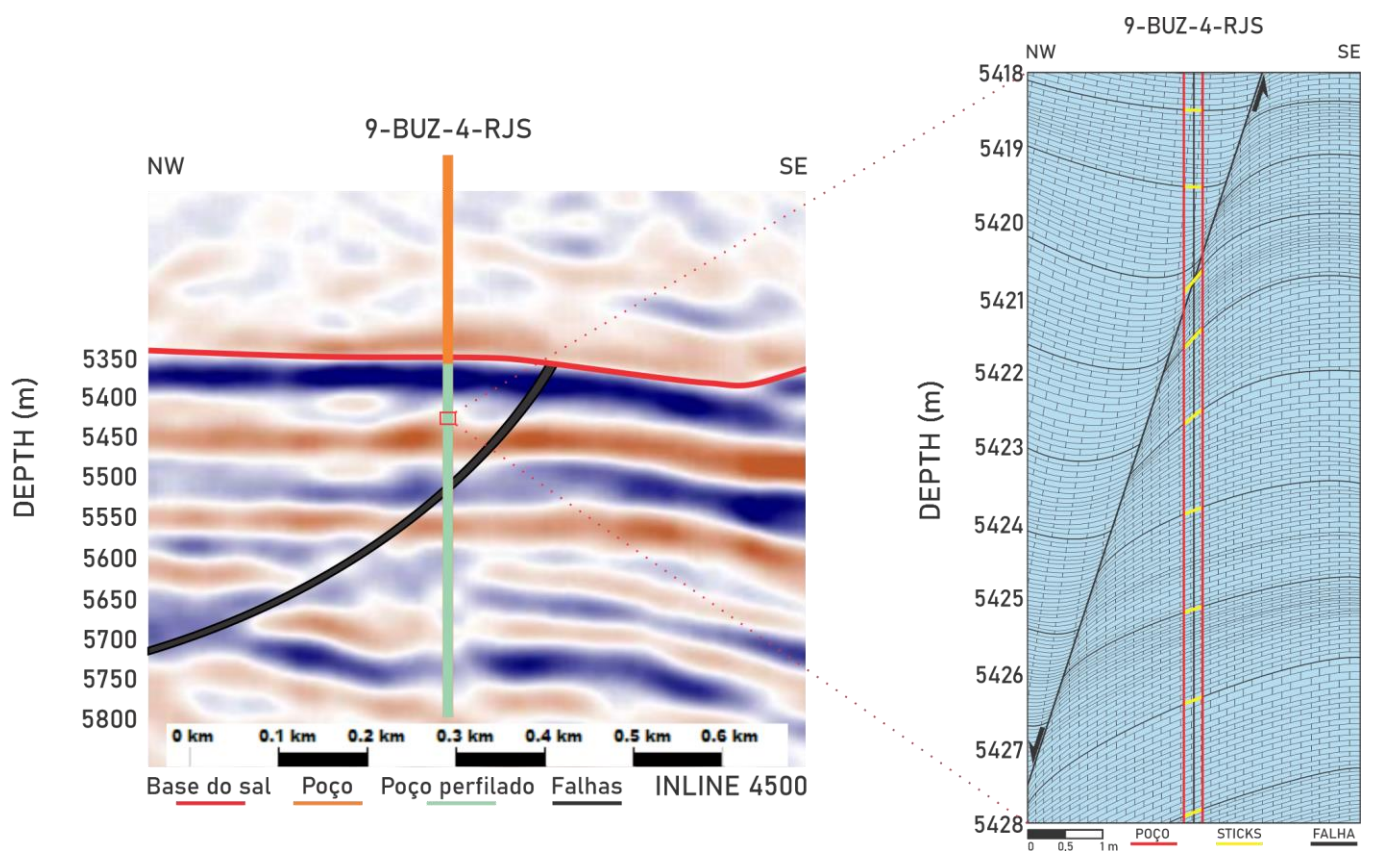


Figura 24: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-BUZ-4-RJS, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se que a escala de maior detalhe definida para a seção subsísmica apresenta a falsa impressão de plano retilíneo para a falha normal.

O poço 9-RJS-708, por sua vez, não é cortado por falhas na *xline* 3650 (Fig. 23), mas possui uma série de falhas sintéticas e antitéticas próximas. A construção da seção geológica subsísmica sugere a presença de uma feição do tipo *normal fault with flattening drag*, o que pode ser explicado pela diferença entre escalas, citada anteriormente (Fig. 25). A correlação entre estes dados permite a associação da falha

de escala subsísmica interpretada com àquelas antitéticas interpretadas na *xline* 3650, sendo estas paralelas entre si.

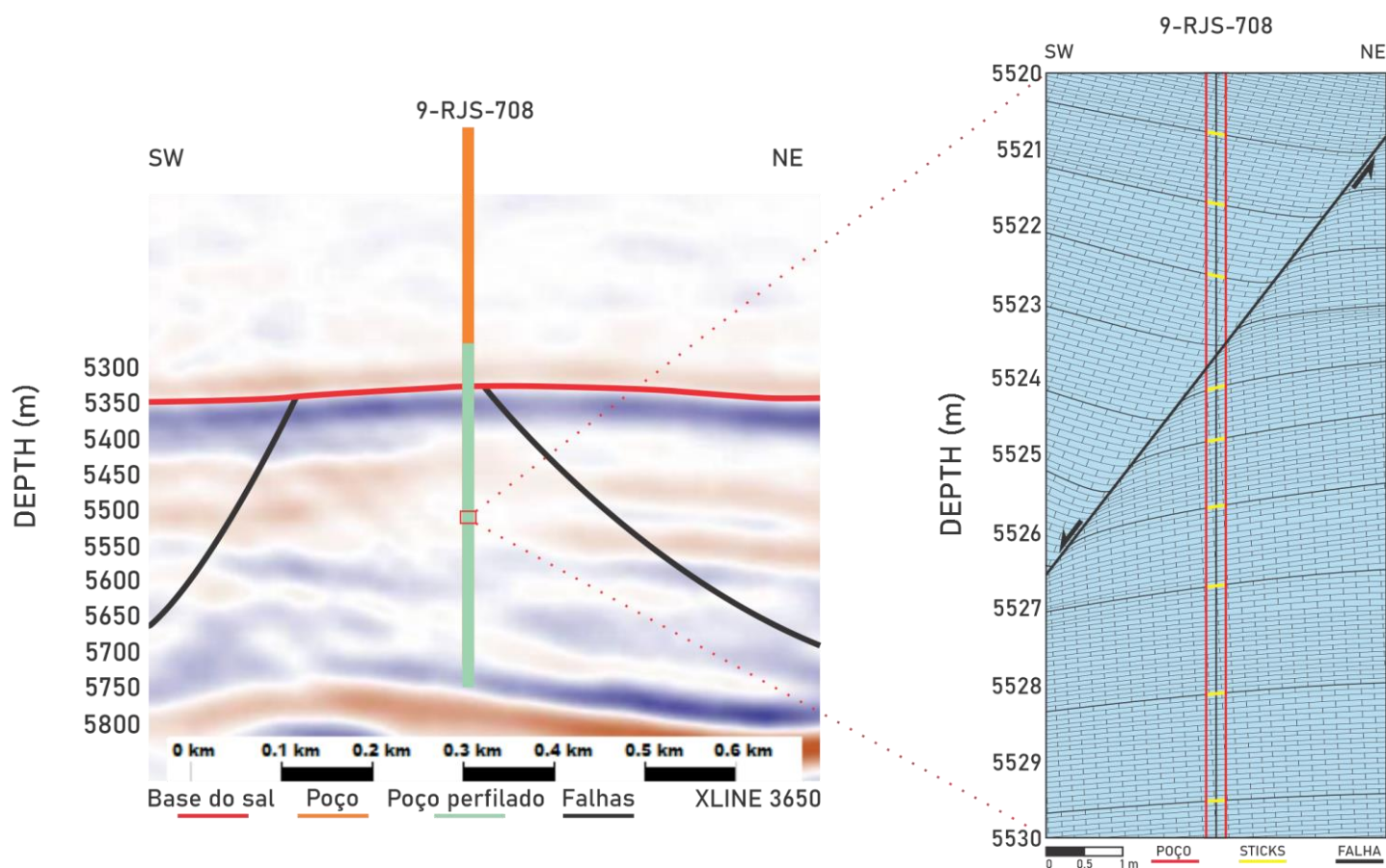


Figura 25: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-RJS-708, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se que a escala de maior detalhe definida para a seção subsísmica apresenta a falsa impressão de plano retilíneo para a falha normal.

No que concerne ao poço 3-RJS-723, não são observadas falhas de escala sísmica cortando sua porção perfilada na *inline* 4500 (Fig. 22). Entretanto, a seção geológica subsísmica construída indica um basculamento das camadas para NW e a geração de uma estrutura do tipo *moderate to steep homoclinal dip* (Bengtson 1981) (Fig. 26). Este tipo de basculamento normalmente está associado ao arrasto gerado por falhamentos normais e gera padrões de *stick plots* bastante contínuos e homogêneos ao longo da profundidade do poço, como aqueles encontrados para o poço 3-RJS-723.

Deste modo, esta estrutura pode ser associada à interpretação de uma falha normal de plano curvo a NW do poço, com mergulho para SE, sugerindo que a estrutura identificada como *moderate to steep homoclinal dip* (Bengtson 1981) tenha

vido gerada em associação ao falhamento normal, que gerou arrasto de camadas associadas, impresso nos acamamentos interpretados no poço.

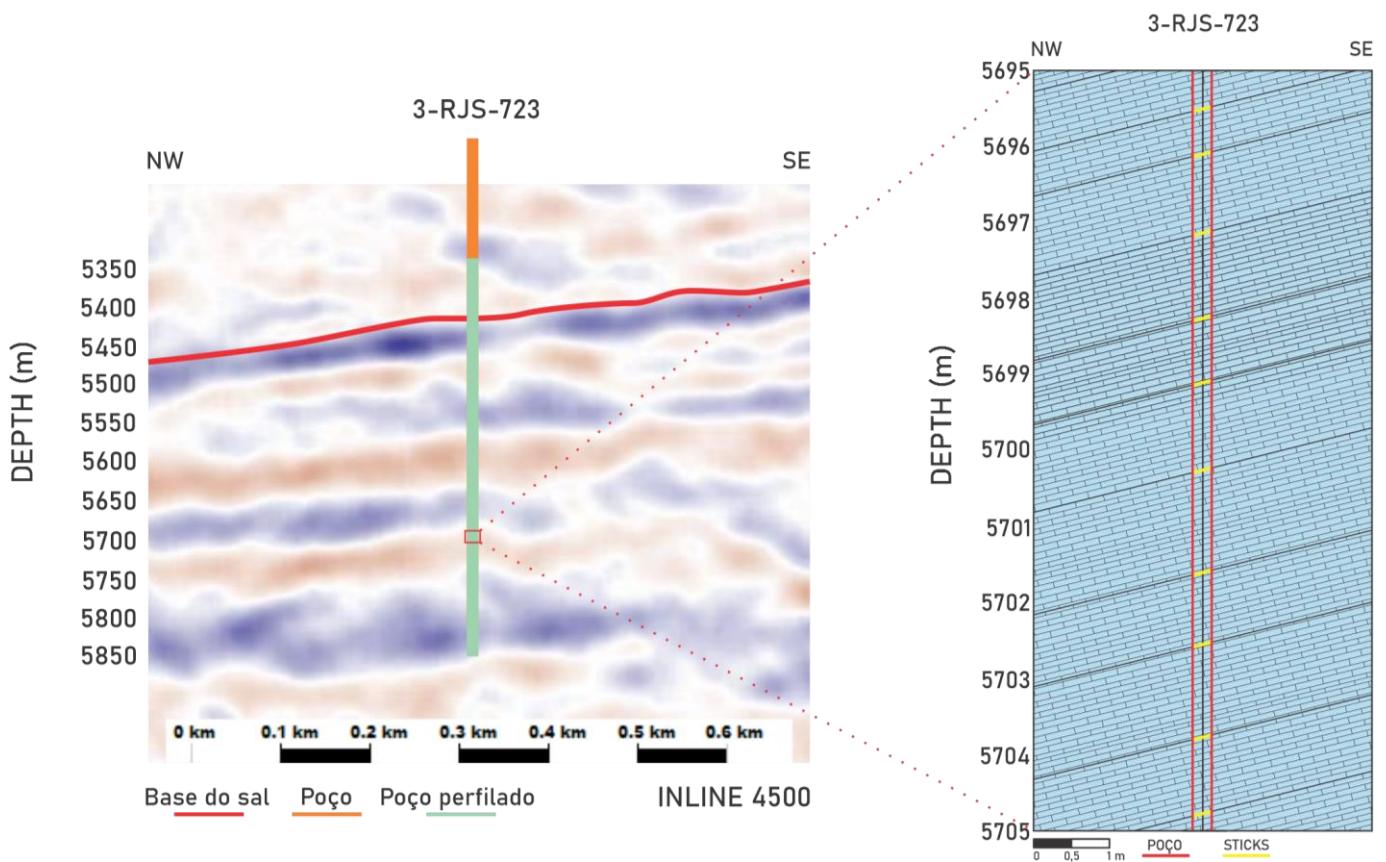


Figura 26: Comparativo entre as seções sísmica e subsísmica para o contexto do poço 9-RJS-708, com enfoque para o paralelismo entre as falhas normais. Nota-se o basculamento das camadas mesmo em escala sísmica.

## 5.2. SCAT vs DFN

Correlacionando o gráfico do tipo *Dip vs Depth* gerado por meio do método SCAT, ao gráfico do tipo DFN (Fig. 26), é possível perceber, para o poço 9-BUZ-4-RJS, que os maiores picos de fraturas não estão associados às profundidades entre 5400 e 5600 m, que contêm as cúspides observadas e, conseqüentemente, a falha interpretada. Ainda assim, nota-se picos de até 1 fratura semiaberta/m neste intervalo de profundidade. É possível notar que, logo acima e logo abaixo deste intervalo, tem-se picos fraturas semiabertas, o que poderia indicar uma zona de dano gerada pela falha subsísmica interpretada para o intervalo de profundidade 5418 e 5428 (Figs. 27, 28 e 29).

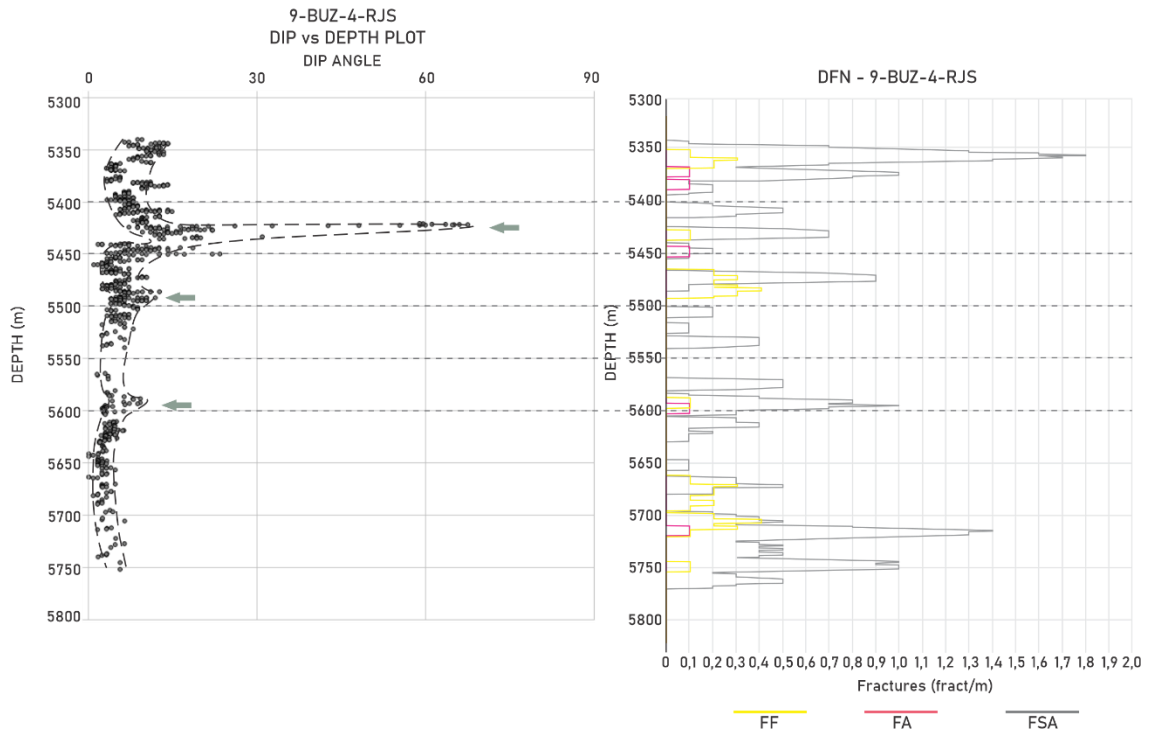


Figura 27: Comparativo entre o gráfico *Dip vs Depth* e o gráfico *DFN* para o poço 9-BUZ-4-RJS. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

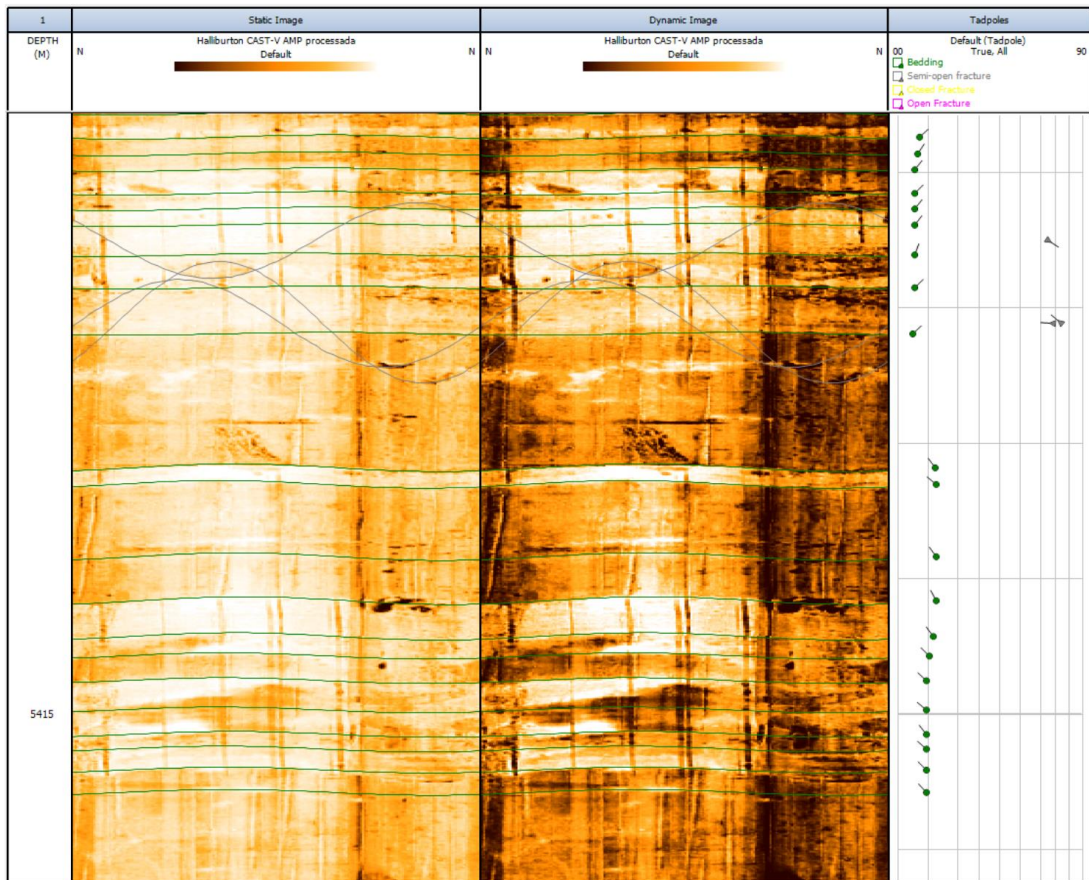


Figura 28: Fraturas semiabertas associadas à zona de profundidades logo acima do intervalo 5418-5428 m, para o qual é interpretada a falha subsísmica no poço 9-BUZ-4-RJS.

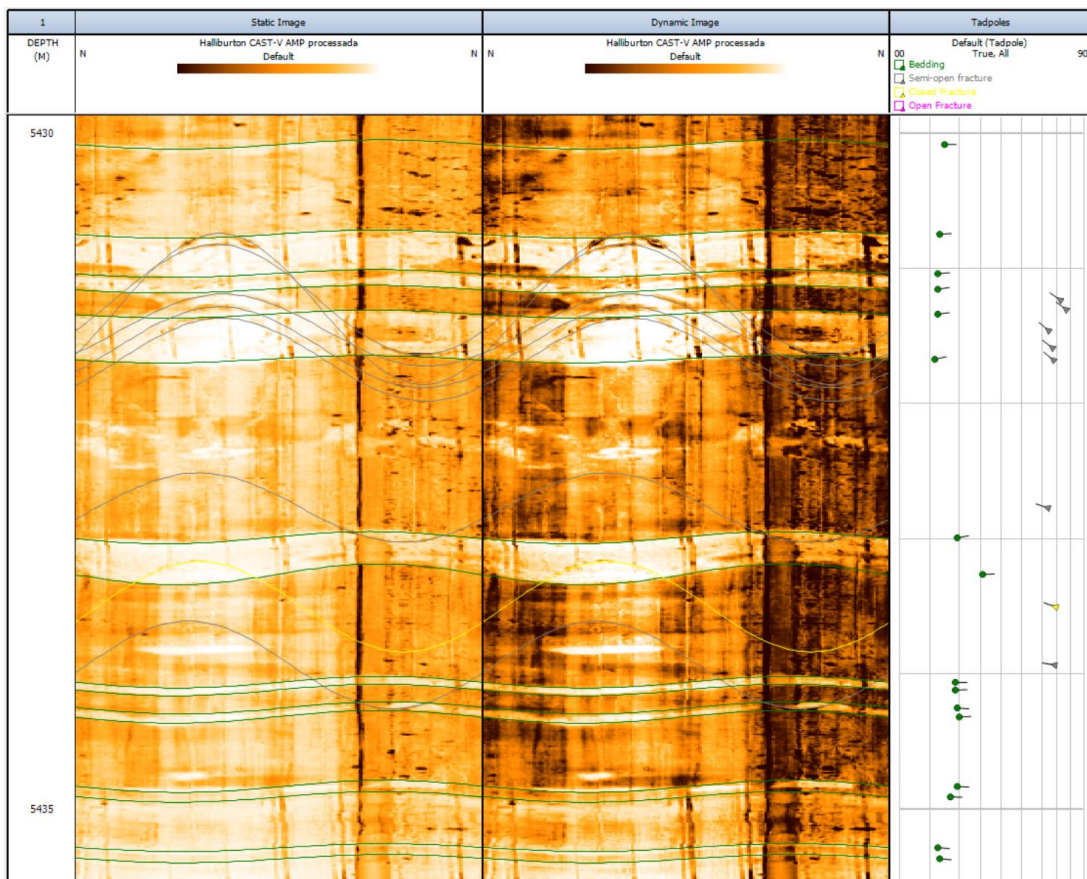


Figura 29: Fraturas semiabertas e fechada associadas à zona de profundidades logo abaixo do intervalo 5418-5428 m, para o qual é interpretada a falha subsísmica no poço 9-BUZ-4-RJS.

O poço 9-RJS-708, por sua vez, apresenta uma correlação entre a cúspide observada no gráfico *Dip vs Depth*, no intervalo de profundidades entre 5500 e 5550 m, e uma série de fraturas fechadas, contabilizando cerca de 0,3 fraturas/m (Fig. 30). Estas fraturas fechadas podem ser o resultado de percolação de fluídos permitida por estruturas maiores, como é o caso da falha subsísmica interpretada para o intervalo de profundidade entre 5520 e 5530 m (Fig. 30). Em termos gerais, este poço não apresenta quantidades expressivas de fraturas, havendo apenas mais dois picos, associados a fraturas semiabertas, ambos com 0,3 fraturas/m.

Considerando o poço 3-RJS-723, para o qual não foram observadas cúspides nos gráficos gerados pelo método SCAT, nota-se picos de fraturas semiabertas de no máximo 0,6 fraturas/m (Fig. 31). Estas fraturas podem estar associadas à falha normal (Fig. 22) que gerou o basculamento das camadas ou à outras falhas subsísmicas ou sistemas de fraturas não observados em escala sísmica.

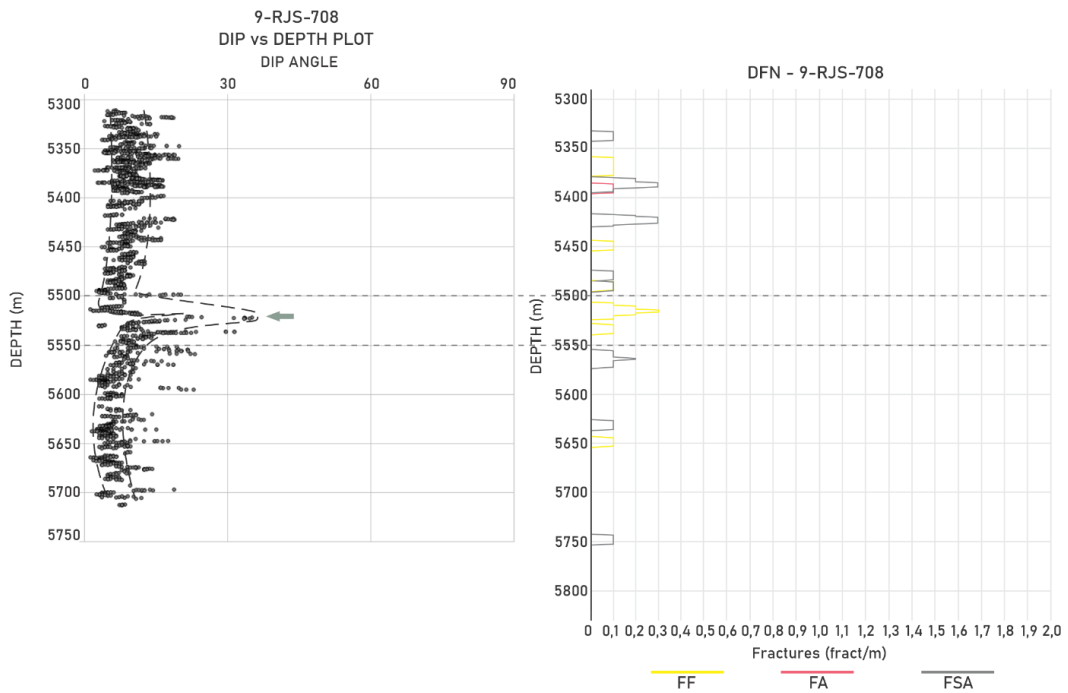


Figura 30: Comparativo entre o gráfico *Dip vs Depth* e o gráfico *DFN* para o poço 9-RJS-708. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

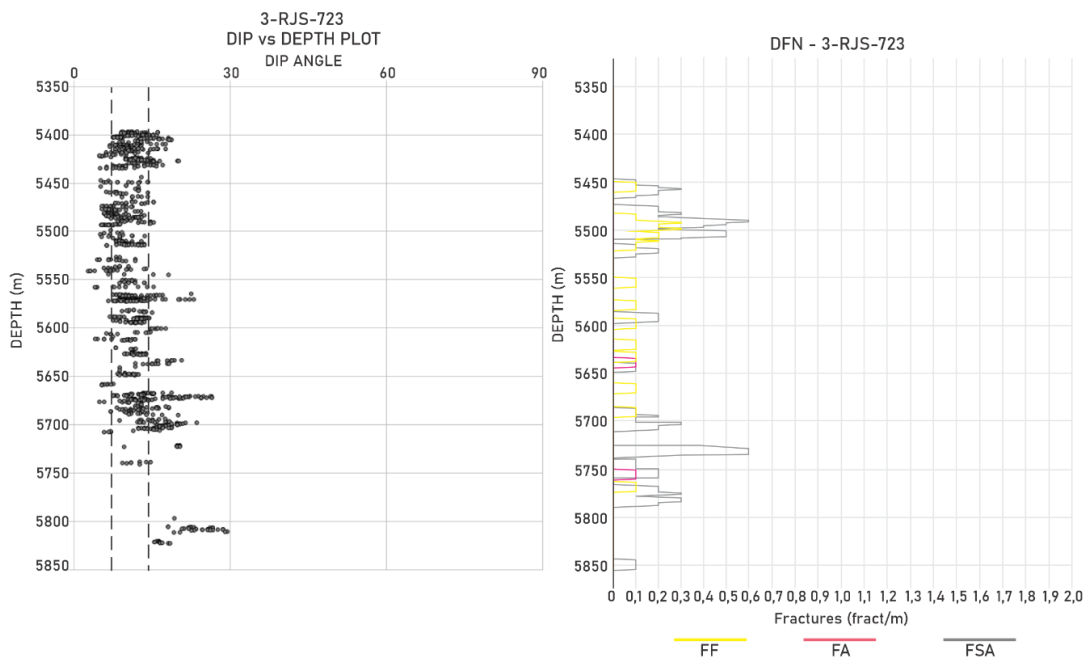


Figura 31: Comparativo entre o gráfico *Dip vs Depth* e o gráfico *DFN* para o poço 3-RJS-723. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

### 5.3. Seções sísmicas vs *DFN*

Ao comparar as seções sísmicas interpretadas, *inline 4500* e *xline 3650*, aos gráficos *DFN*, é possível notar, para todos os poços, uma correlação entre picos de

fraturamento e profundidades próximas ao horizonte sísmico interpretado como base do sal (Figs. 32, 33 e 34). Para o poço 9-BUZ-4-RJS, nota-se picos de fraturas semiabertas associados a intervalos de profundidade acima e abaixo da falha normal interpretada, o que pode indicar a geração de uma zona de dano associada a esta falha, ou uma série de fraturamentos associada a ela (Fig. 32).

No caso do poço 9-RJS-708, é possível perceber, além da baixa expressividade de fraturamento, alguns picos de fraturas semiabertas associados ao intervalo de profundidades entre 5375 e 5425 m, com cerca de 0,3 fraturas/m (Fig. 33). Estas fraturas podem estar associadas à falha normal interpretada a NE do poço, podendo representar a zona de dano desta falha ou um sistema de fraturamentos associado.

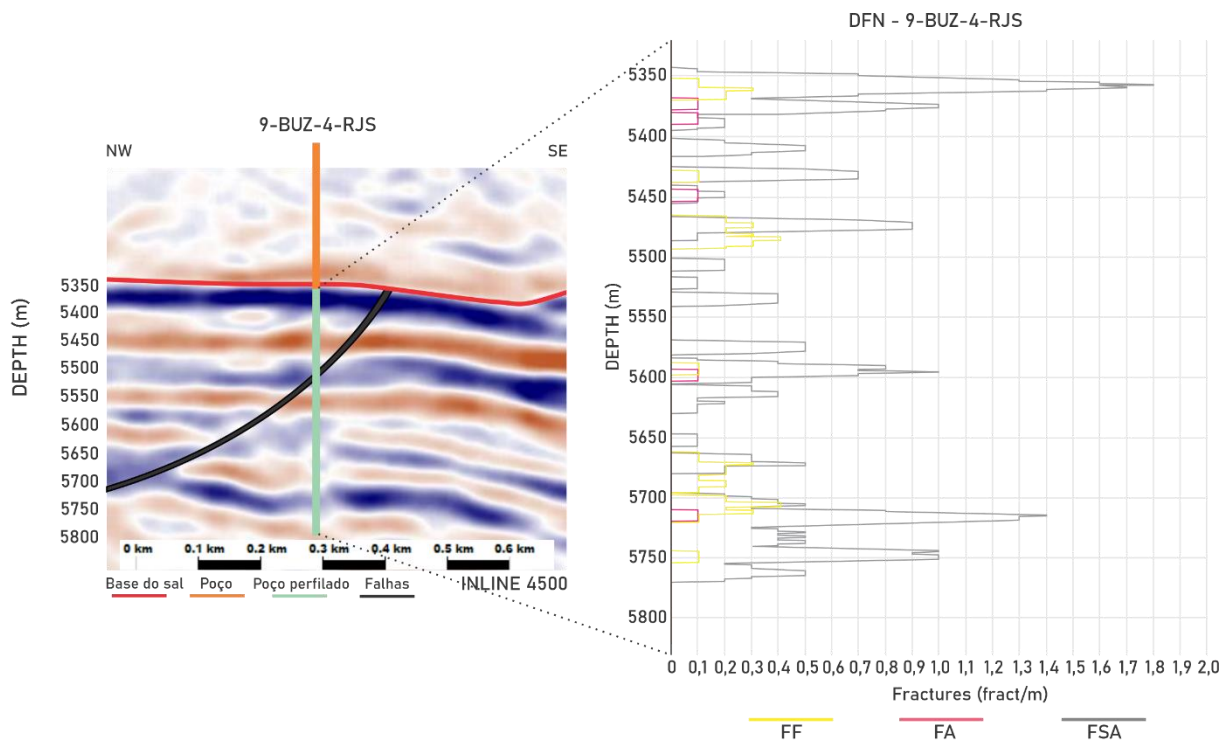


Figura 32:Comparativo entre as interpretações realizadas na *inline 4500* e o gráfico *DFN*, que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 9-BUZ-4-RJS. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

As fraturas identificadas ao longo do poço 3-RJS-723 não se correlacionam diretamente a uma falha, uma vez que este poço apresenta apenas o basculamento de camadas associado, por sua vez, à presença de uma falha normal à NW, não cortada pelo poço (Fig. 34). Estas fraturas podem estar relacionadas ao mesmo evento gerador do basculamento das camadas ou a sistemas de fraturas associados a outros falhamentos subsísmicos.

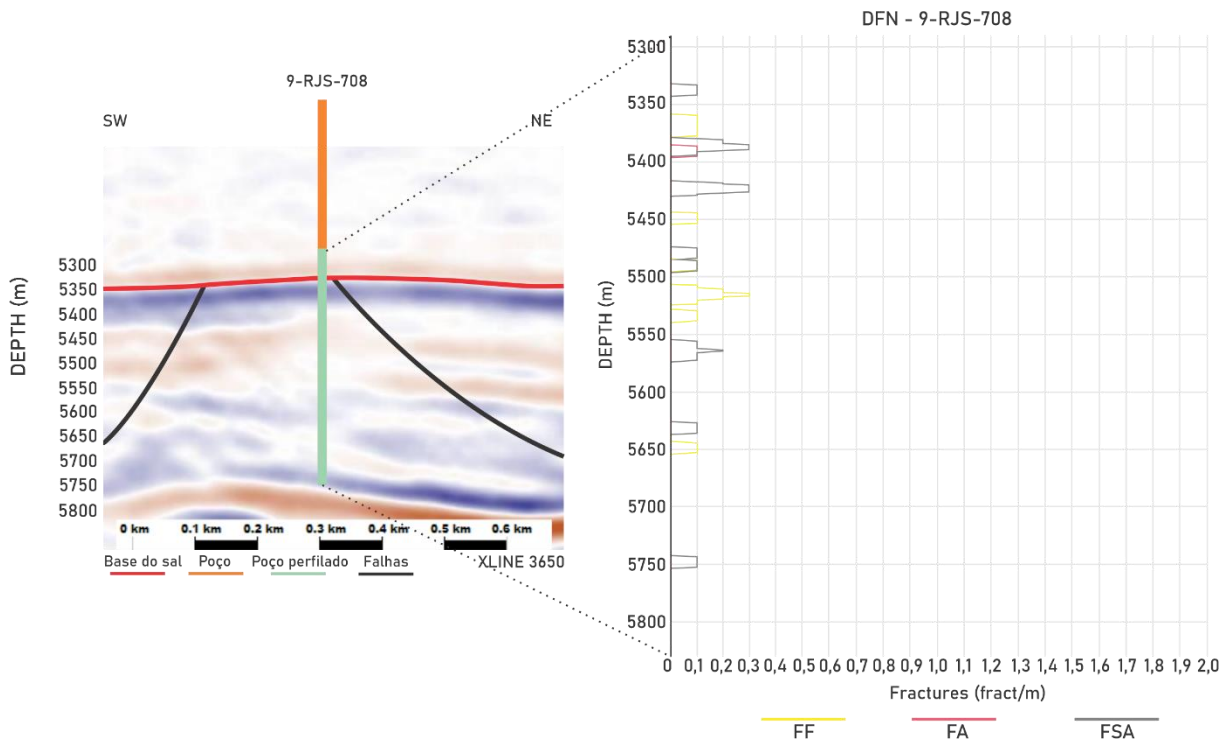


Figura 33: Comparativo entre as interpretações realizadas na inline 3650 e o gráfico DFN, que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 9-RJS-708. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

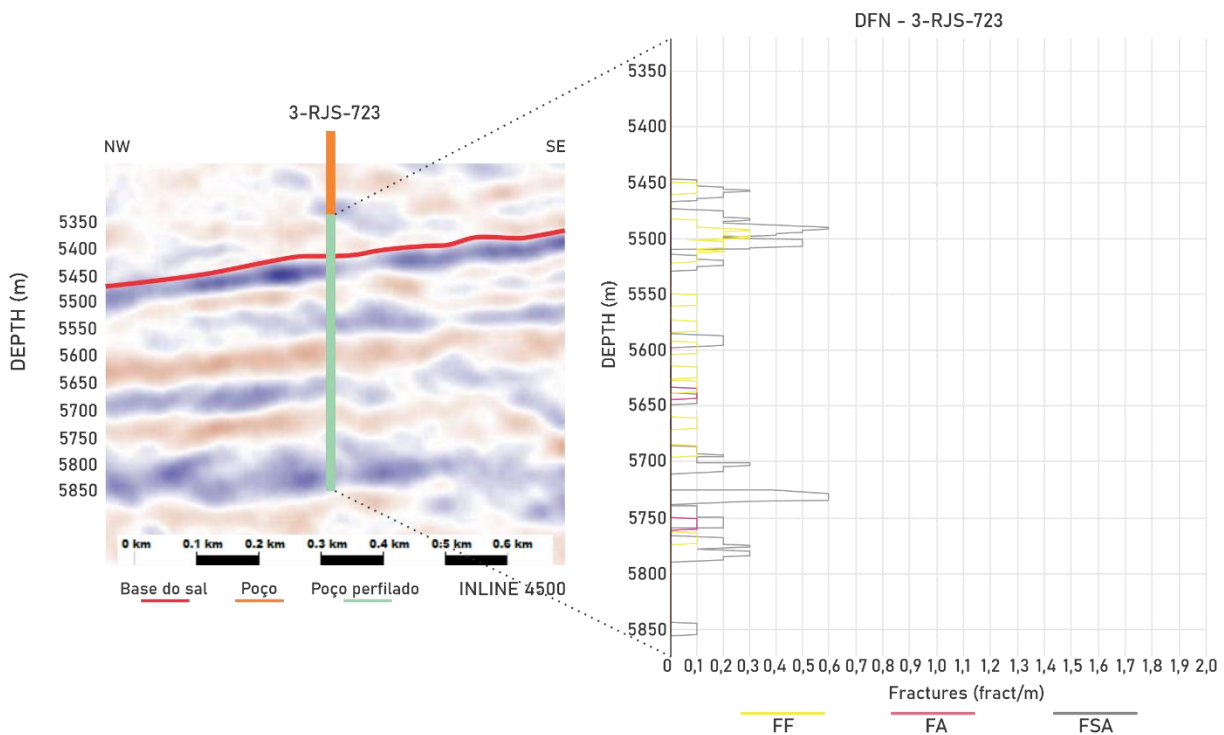


Figura 34: Comparativo entre as interpretações realizadas na inline 4500 e o gráfico DFN, que sumariza as fraturas interpretadas para o poço 3-RJS-723. FF – Fraturas fechadas. FA – Fraturas abertas. FSA – Fraturas semiabertas.

## 6. CONCLUSÕES

A partir da interpretação dos perfis de imagem provenientes dos poços 9-BUZ-4-RJS, 9-RJS-708 e 3-RJS-723, associados à porção pré-sal do Campo de Búzios, é possível concluir que azimutes de mergulho das camadas identificadas nos poços de interesse podem variar, mas estão normalmente orientados segundo as direções E e ENE, enquanto os ângulos de mergulho normalmente não ultrapassam 20°, exceto em áreas de arrasto de falha, onde podem atingir até 65°. Nota-se, ainda, que existem falhas e fraturas associadas a estes poços, sendo as primeiras evidenciadas pela variação de acamamentos ao longo dos perfis de imagem.

A aplicação do método SCAT permitiu a sumarização e compreensão de variações de direção e ângulo de mergulho dos acamamentos em cinco gráficos, que, por sua vez, corresponderam à duas estruturas de escala subsísmica, sendo elas *moderate to steep homoclinal dip* para o poço 3-RJS-723 e *normal fault with flattening drag* para os poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708, ambas demonstradas pelas seções geológicas subsísmicas construídas com o apoio dos *stick plots*. Estas seções são fruto da extrapolação lateral dos dados interpretados nos perfis de imagem e permitiram a representação de estruturas de escala intermediária entre a sísmica e os perfis de imagem.

Os gráficos do tipo *DFN* indicam a maior expressividade de fraturas associada ao poço 9-BUZ-4-RJS, que contém picos de até 1,8 fraturas/m. Estes diagramas ressaltam, ainda, a maior tendência à presença de fraturas semiabertas e, também, a pouca expressividade de fraturas abertas e fechadas associadas aos três poços de interesse. Já a interpretação da *inline* 4500 e da *xline* 3650, por sua vez, indica a presença de uma série de falhas normais sintéticas e antitéticas de plano curvo associadas à porção pré-sal, localizadas nas proximidades dos poços, com duas estruturas deste tipo cortando o poço 9-BUZ-4-RJS.

A correlação entre seções geológicas subsísmicas e seções sísmicas permitiu associar as falhas de escala sísmica às estruturas definidas a partir da interpretação dos perfis de imagem. Desta forma, a estrutura definida como *moderate to steep homoclinal dip* associada ao poço 3-RJS-723 foi associada a uma falha de plano curvo identificada na *inline* 4500 a NW do poço, que gerou o basculamento de camadas observado na seção geológica subsísmica. A estrutura do tipo *normal fault with*

*flattening drag*, presente nas seções geológicas subsísmicas dos poços 9-BUZ-4-RJS e 9-RJS-708 está associada, em ambos os poços, a falhas normais de plano curvo interpretadas a partir da *inline 4500* e da *xline 3650*, que estão paralelas àquelas observadas nas seções geológicas subsísmicas.

O poço 9-BUZ-4-RJS ainda apresentou outra feição associada, visto que, na *inline 3650*, é possível observar sua associação a um domeamento de camadas do pré-sal, associado à reativação de falhas normais da fase rifte, à geração de *horsts* e *grabens* e à imposição de feições do tipo dobras por propagação de falha. Esta feição, associada a padrões de *trend* estatístico retilíneo, presentes nos gráficos de *Azimuth vs Depth* e *Scatter Plot – Dip vs Azimuth*, indica a provável associação deste poço a uma estrutura do tipo *non-plunging fold* (Fig. 6d). Esta informação ainda indica a possibilidade de um mesmo poço atravessar diferentes estruturas.

A correlação entre os gráficos *Dip vs Depth* e os gráficos *DFN* para os três poços não indicou uma associação direta entre a presença de fraturas e a observação de cúspides indicativas de falhas. Observou-se, normalmente, concentrações de fraturas em profundidades logo acima ou logo abaixo das regiões marcadas por cúspides, tanto para o poço 9-BUZ-4-RJS, como para o 9-RJS-708, podendo indicar uma zona de dano associada a estas falhas. O poço 3-RJS-723, apesar de não apresentar padrões estatísticos formando cúspides, apresenta uma série de fraturamentos, podendo estes estarem associados à zona de dano da falha de escala sísmica interpretada à NW do poço, que gerou o basculamento das suas camadas.

Nota-se, de modo geral, a partir da correlação entre os gráficos *DFN* para os três poços e as seções sísmicas, uma associação entre as profundidades próximas ao horizonte sísmico interpretado como base do sal e uma concentração mais elevada de fraturas, o que pode ser explicado pela reativação de falhas da fase rifte da bacia. Assim como na correlação realizada entre os gráficos *Dip vs Depth* e *DFN*, foi possível perceber uma concentração de fraturas logo acima e logo abaixo das falhas sísmicas interpretadas, essencialmente no contexto do poço 9-BUZ-4-RJS, cortado por duas destas estruturas. Percebe-se, ainda, que as concentrações de fraturas podem estar associadas a zona de dano de falhas sísmicas ou subsísmicas.

Por fim, recomenda-se, em trabalhos futuros, a interpretação de um maior número de poços, visando correlacioná-los para a geração de um modelo local e, se possível, a interpretação de testemunhos, visto que estes permitiriam uma escala complementar e a possibilidade de calibrar ainda mais a interpretação realizada nos perfis de imagem, além de permitir uma caracterização litológica mais detalhada.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). 2023. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Fevereiro 2023*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins>. Acesso 10 abr. 23.
- Antunes, R. C. 2021. *Modelo deposicional das coquilhas do Campo de Búzios, Bacia de Santos*. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Geologia. Universidade Federal do Paraná.
- Araújo, M. N. C.; Silva, P. C. S.; Matos, G. C.; Lima, R. D. 2009. *Conceitos, feições diagnósticas e exemplos sísmicos de dobras associadas a falhas distensionais na seção rifte das bacias de Campos e Santos*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 17, n. 1, p. 17-30.
- Babasafari, A.A., Chinelatto, G.F., Vidal, A.C. 2022. *Fault and fracture study by incorporating borehole image logs and supervised neural network applied to the 3D seismic attributes: a case study of pre-salt carbonate reservoir, Santos Basin, Brazil*. Petroleum Science and Technology. 40:12, 1492-1511. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2025072>.
- Baker Atlas. 2008. *Services Catalog*. Baker Hughes. Vol. 2.
- Bengtson, C.A. 1981. *Statistical curvature analysis techniques for structural interpretation of dipmeter data*. In: AAPG Bulletin. Vol. 65. n. 2. p. 312-332.
- Boyd, A., Souza, A., Carneiro, G., Machado, V., Trevizan, W., Santos, B., Netto, P., Bagueira, R., Polinski, R., Bertolini, A. 2015. *Presalt carbonate evaluation for Santos basin, offshore Brazil*. Petrophysics. Vol. 56, n. 6. p. 577-591.
- Brazil, F. Guerrero, J.C., Carvalho, R.K., Silva, C.M.D.A., Moliterno, A.M.C., Vieira Araújo, C.H., Barbosa, G.F., Yamato, A.A., Cacula, A.S.M., Leite, C.D.O.N., Rocha, N.P., Oliveira, V.C.B.D., Campos, M.T.R., Rocha e Silva, V.G.M.D., Natori, H.O.H., Lima, F.P., Oliveira, D.L.D., Queiroz, L.E.S., Souza, L.B.D. 2022. *Búzios Field, Offshore Brazil: The Journey from Reservoir Characterization to Production Development*. Fourth HGS/EAGE Conference on Latin America, Sep. 2022., Vol. 2022. p. 1-5.
- Buckley, J. P., Bosence, D., Elders, C. 2015. *Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf*

*High, Santos Basin, Brazil*. Geological Society, London, Special Publications, v. 418, n. 1, p. 175-191.

- Bulhões, E.M. 2005. *Princípio da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA)*. Anais do 9º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Salvador, Bahia.
- Ceccato, A., Viola, G., Antonellini, M., Tartaglia, G., & Ryan, E. J. 2021. *Constraints upon fault zone properties by combined structural analysis of virtual outcrop models and discrete fracture network modelling*. Journal of Structural Geology, 152, 104444. doi:10.1016/j.jsg.2021.104444.
- Chang, H. K.; Assine, M. L.; Corrêa, F. S.; Tinen, J. S.; Vidal, A. C.; Koike, L. 2008. *Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos*. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46.
- Chattopadhyay, T., Ghosh, D.K. 2006. *Structural Interpretation of Dipmeter Log - A Case Study from Baramura Field of Tripura*. Petropysics Division, KDMIPE, ONGC, Dehradun India. The 6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Kolkata.
- Costa, F. M., Melo, A. T., Novo, T. A. 2023. *Three-dimensional characterization of the Búzios Field reveals implications on the tectonostratigraphic evolution of the Santos Basin using combined seismic attributes and well-log analysis*. Journal of South American Earth Sciences. Vol. 131.
- Cowan, G., Ottensen, C., Stuart, I.A. 1993. *The use of dipmeter logs in the structural interpretation and palaeocurrent analysis of Morecambe Fields, East Irish Sea Basin*. Petroleum Geology Conference Series. Geological Society, London, Vol. 4. Pp. 867-882. <https://doi.org/10.1144/0040867>.
- Donselaar, M.E., & Schmidt, J.M. 2010. *The Application of Borehole Image Logs to Fluvial Facies Interpretation*. In: Dipmeter and Borehole Image Log Technology, AAPG Memoir. Org: Pöppelreiter, M., García-Carballido, C., Kraaijveld, M. Vol. 92. <https://doi.org/10.1306/M921318>.
- Ekstrom, M.P., Dahan, C., Chen, M.Y., Lloyd, P., Rossi, D.J. 1987. *Formation imaging with microelectrical scanning arrays*. Log Analyst, 28:294-306.
- Etchecopar, A., Bonnetain, J L. 1992. *Cross sections from dipmeter data*. In: AAPG Bulletin. Vol. 76. n. 5. p. 621-637.
- Fatah, T.Y.A. 2020. *Análise de zonas de fraturas através de perfis de imagem em poços do pré-sal da Bacia de Santos*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra. Universidade Federal Fluminense.
- Fatah, T.Y.A., Lupinacci, W.M., Freire, A.F.M, Gamboa A.P., L.A.P. 2019. *Borehole image analyses at presalt carbonate reservoirs of the Mero Field, Santos Basin*. In: 16º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro. <https://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.075>.

- Ferreira, D., Dias, R.M., Lupinacci, W.M. 2021. *Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil*. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 201, 108441.
- Folkestad, A., Veselovsky, Z., Roberts, P. 2012. *Utilising borehole image logs to interpret delta to estuarine system: A case study of the subsurface Lower Jurassic Cook Formation in the Norwegian northern North Sea*. Marine and Petroleum Geology. Vol. 29, p. 255-275.
- Fornero, S.A., Marins, G.M., Lobo, J.T., Freire, A.F.M., Lima, E.F., 2019. *Characterization of subaerial volcanic facies using acoustic image logs: lithofacies and log-facies of a lava-flow deposit in the Brazilian presalt, deepwater of Santos Basin*. Petroleum Geology. Vol 99. p. 156-167 <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.09.029>.
- Fornero, S.A., Millet, J.M., de Lima, E.F., de Jesus, C.M., Bevilaqua, L.A., Marins, G.M. 2023. *Emplacement dynamics of a complex thick mafic intrusion revealed by borehole image log facies analyses: Implications for fluid migration in the Parnaíba Basin petroleum system, Brazil*. Marine and Petroleum Geology. Vol. 155, 106378.
- Fossen, H. 2016. *Structural Geology*. Second Edition, Cambridge University Press, Cambridge.
- Gaillot P., Brewer T., Pezard P., Yeh E. 2007. *Borehole Imaging Tools: Principles and Applications*. Houston: Copernicus. Scientific Drilling, No. 5.
- Gamboa, L.A.P., Machado, M.A.P., Silveira, D.P., Freitas, J.T.R., e Silva, S.R.P. 2008. *Evaporitos estratificados no Atlântico Sul*. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S. Anjos (Orgs.). Sal: Geologia e Tectónica. Exemplos nas Bacias Brasileiras (pp. 91-163). São Paulo: Beca Edições.
- Hayman, A.J., Parent, P., Cheung, P., Verges, P., 1994. *Improved Borehole Imaging by Ultrasonics*. SPE - Society of Petroleum Engineers, New Orleans (SPE).
- Hesthammer, J., Fossen, H. 2001. *Structural core analysis from the Gullfaks area, northern North Sea*. Marine and Petroleum Geology. Vol. 18, Issue 3. Pp. 411-439. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(00\)00068-4](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(00)00068-4).
- Hurley, N. 2004. *Borehole images*. In: Asquith, G., Krygowski, D. (Eds.), AAPG Methods in Exploration Series. Basic Well Log Analysis, pp. 151–163. No.16.
- Kahn, M. 2020. *Búzios e suas soluções inovadoras para superação de desafios*. 3º Fórum Técnico: Pré-sal Petróleo.
- Lagraba, J.O.P., Hansen, S.M., Spalburg, M., Helmy, M. 2010. *Borehole image tool design, value of information, and tool selection*. In: Dipmeter and borehole image log technology, AAPG Memoir 92, p. 15-38.
- Lima, R., Carrasquilla, A. 2016. *Utilização de perfis básicos e imagens acústicas de poço na caracterização de reservatório carbonático da Bacia de Campos*. Anais

do VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Sociedade Brasileira de Geofísica. Ouro Preto. 6p.

- Lupinacci, W.M., Fatah, T.Y.A., do Carmo, M.C., Freire, A.F.M., Gamboa, L.A.P. 2023. *Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate reservoirs*. Energy Geoscience. Volume 4, Issue 2, 100146. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.100146>.
- Luthi, S.M. 1992. *Part 4 - wireline methods - borehole imaging devices*. In: Morton-Thompson, D., Woods, A.M. (Eds.), Development Geology Reference Manual. AAPG Methods in Exploration Series, pp. 163–166.
- Luthi, S.M. 2001. *Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modelling*. 1 Ed. Springer, 382p.
- Meisling K.E., Cobbold P.R., Mount V.S. 2001. *Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil*. AAPG Bulletin, 85(11): 1903-1924. [doi.org/10.1306/8626D0A9-173B-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/8626D0A9-173B-11D7-8645000102C1865D).
- Milani, E.J., Rangel, H.D., Bueno, G.V., Stica, J.M., Winter, W.R., Caixeta J.M., Neto O.C.P. 2007. *Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas*. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15(1), 1-572.
- Mohriak, W.U. 2003. *Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira*. In: L.A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R.M. Vidotti, J.H. Gonçalves (eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil (pp. 87-165). Serviço Geológico do Brasil - CPRM.
- Mohriak, W.U. 2004. *Recursos energéticos associados à ativação tectônica Mesozóico-Cenozóico da América do Sul*. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C.D.R.; BRITO-NEVES, B.B. (eds), Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, editora Beca, p. 293-318.
- Mohriak, W.U. 2012. *Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo*. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (Orgs.). Geologia do Brasil (pp. 481-496). São Paulo: Beca Edições.
- Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., e Machado, M.A.P. 2007. *Bacia de Santos*. Boletim de Geociências da Petrobras, 15(2), 531-549.
- Muniz, M.C., Bosence, D.W.J. 2015. *Presalt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates*. In: Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate Geol. Soc. Lond. Special Publ. 418, 221-242. <https://doi.org/10.1144/SP418.10>.
- Pöppelreiter, M., García-Carballido, C., Kraaijveld, M. 2010. *Borehole Image Log Technology: Application Across the Exploration and Production Life Cycle*. In: Dipmeter and Borehole Image Log Technology. Orgs: M. Pöppelreiter, C. García-Carballido, M. Kraaijveld. Vol. 92. <https://doi.org/10.1306/13181274M923406>.

- Prensky, S.E. 1999. *Advances in Borehole Imaging Technology and Applications*. vol.159. Geological Society of London, Special Publications, pp. 1–43.
- Rider, M. 1996. *Image logs*. In: Rider, M. (Ed.), *The Geological Interpretation of Well Logs*, pp. 199–225.
- Ruiz, M.L.C., Batezelli, A. *Relationship between Flow Units and the Geomechanical Behavior of Pre-Salt Carbonate, Búzios Field, Brazil*. Available at SSRN: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4286791>
- Schlumberger. 1999. *Borehole Image Measurements*. Schlumberger Oilfield Services, Dallas. 233 p.
- Schlumberger. 1981. *Dipmeter interpretation: volume 1 – Fundamentals*. New York, Schlumberger Ltd., 61 p.
- Shahinpour, A. 2013. *Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation*. Master thesis. Norwegian University of Science and Technology: Halge Langeland, Institutt for petroleum's teknologi og anvendt geofysikk. 84p. <http://hdl.handle.net/11250/240255>.
- Smeraglia, L., Mercuri, M., Tavani, S., Pignalosa, A., Kettermann, M., Billi, A., Carminati, E. 2021. *3D Discrete Fracture Network (DFN) models of damage zone fluid corridors within a reservoir-scale normal fault in carbonates: Multiscale approach using field data and UAV imagery*. *Marine and Petroleum Geology*, 126, 104902. doi:10.1016/j.marpetgeo.2021.104902.
- Sortica, E.A., Percy, J.G., Goulart, L.P., Oliveira, M.P. 2023. *Buzios: The Development of Well Construction in a Giant Pre-Salt Field*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. Paper number OTC-32246-MS.
- Souza, I.A. 2008. *Falhas de Transferência da porção norte da Bacia de Santos interpretadas a partir de dados sísmicos: sua influência na evolução e deformação da bacia. Rio Claro – SP*. 182p. Tese de doutorado. Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas.
- Souza, L.S., Sgarbi, G.N.C. 2019. *Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural*. *Boletim de Geología*, vol. 41, núm. 1, pp. 175-195. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019009.
- Tavares dos Santos, P. Gordon, A.C. 2021. *Búzios Field: geological setting of the largest pre-salt field, Santos Basin, Brazil*. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.), *The Supergiant Lower Cretaceous Pre-salt Petroleum Systems of the Santos Basin, Brazil: AAPG Memoir 124*, pp 375-394.
- Terra, G.J.S.; Spadini, A.R.; Franca, A.B. 2010. *Carbonate rock classification applied to Brazilian sedimentary basins*. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 18, p. 9–29.
- Wennberg, O.P., Ramalho, F.O., Mafia, M.V., Lapponi, F., Chandler, A.S., Cartesio, L.E.G., Hunt, D.W. 2023. *The characteristics of natural open fractures in acoustic borehole image logs from the pre-salt Barra Velha formation, Santos*

*Basin, Brazil.* Journal of Structural Geology. Vol. 167,  
<https://doi.org/10.1016/j.jsg.2023.104794>.

Zemanek, J., Caldwell, R.L., Glenn, J., Holcomb, S.V., Norton, L.J., Straus, A.J., 1969.  
*The borehole televiewer – a new logging concept for fracture location and Other types of borehole inspection.* J. Petrol. Technol. 246, 762–774.