

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

TUANY YOUNIS ABDUL FATAH

**ANÁLISE DE ZONAS DE FRATURAS ATRÁVES DE PERFIS
DE IMAGEM EM POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE
SANTOS**

NITERÓI
2020

TUANY YOUNIS ABDUL FATAH

ANÁLISE DE ZONAS DE FRATURAS ATRÁVES DE PERFIS
DE IMAGEM EM POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE
SANTOS

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire

NITERÓI - RJ
2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

F252a Fatah, Tuany Younis Abdul
ANÁLISE DE ZONAS DE FRATURAS ATRÁVES DE PERFIS DE IMAGEM EM
POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS / Tuany Younis Abdul Fatah
; Wagner Moreira Lupinacci, orientador ; Antônio Fernando
Menezes Freire, coorientador. Niterói, 2020.
128 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.12452674770>

1. Reservatórios carbonáticos do pré-sal. 2. Perfis de
imagem. 3. Fraturas. 4. Integração de dados rocha-perfil-
sísmica. 5. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner
Moreira, orientador. II. Freire, Antônio Fernando Menezes,
coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto
de Geociências. IV. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Sandra Lopes Coelho - CRB7/3389

ANÁLISE DE ZONAS DE FRATURAS ATRÁVES DE PERFIS DE IMAGEM EM POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

TUANY YOUNIS ABDUL FATAH

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 28 de setembro de 2020.

Comissão Examinadora:



Fernando Sergio de Moraes, Dr(a). (UENF)



Marcus Vinicius Berao Ade, Dr(a). (UERJ)



Mônica Marques da Fonseca, Dr(a). (Petrobras)



Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire – Coorientador (GIECAR/GGO/UFF)



Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

Agradecimentos

Agradeço a minha mãe, Nelcy Carraro, por todo carinho e apoio nas minhas diversas jornadas percorridas. E por me incentivar a buscar além do que os olhos enxergam. Aos meus queridos amigos por todo carinho e apoio durante esses últimos anos. Em especial a Mário Martins e Eduardo Riva por todo carinho, força e amizade.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci por toda a confiança, apoio e ensinamentos, por sempre corrigir com tanto empenho todos os inúmeros textos que enviei, assim como pela paciência e tato ao me explicar com tanta didática aquilo que eu não conseguia compreender.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire pela confiança, por todos os ensinamentos dentro e fora da sala de aula. Pelas inúmeras sugestões e críticas que tanto acrescentaram a este trabalho.

A Ana Schanzembach, Ruan Mendanha e Flavio Oliver pela amizade, conselhos e parceria durante as disciplinas e inúmeras discussões acerca do pré-sal. Ao Flávio Mesquita pelas discussões sobre o uso de ferramentas de *wireline* e suas aplicações no mercado. Ao Igor Lima, Eberton Neto, Maíra Cordeiro, Mariana Lebre e Thais Castro pela troca de conhecimentos e pelas discussões acadêmicas que contribuíram para os resultados obtidos.

Aos membros da banca Fernando Sergio de Moraes, Dr(a). (UENF), Marcus Vinicius Berao Ade, Dr(a). (UERJ) e Mônica Marques da Fonseca, Dr(a). (Petrobras) por aceitarem fazer parte da defesa e contribuir com esta dissertação.

A CAPES, FEC e Equinor, pela concessão de apoio financeiro por meio de bolsa de estudos.

A CGG pela cortesia dos dados sísmicos fornecidos para a elaboração desta dissertação de mestrado.

A ANP/BDEP por fornecer os dados utilizados neste mestrado e a Schlumberger por disponibilizar o software Techlog e as licenças acadêmicas necessárias para a realização deste estudo.

Resumo

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos estão localizados em águas ultraprofundas, sob uma espessa camada de sal e foram depositados durante o Barreminiano e o Aptiano. Neste estudo foram analisados quatro poços localizados na porção nordeste da Bacia de Santos, com foco nas formações Itapema e Barra Velha. Este estudo analisa e classifica a interação das zonas de fraturas em quatro poços, obtidas a partir da interpretação de perfis de imagens, com os perfis de NMR e conteúdo de sílica. Nos poços, identificados como A, B, C e D, foram feitas as medições de direções e ângulos de inclinação dos acamamentos, fraturas naturais e *breakouts*. Cinco tipos de fraturas foram classificadas e nomeadas como abertas, parcialmente abertas, fechadas, fraturas não classificadas de sinusóide completa e fraturas parciais. Um dos principais objetivos deste estudo foi o reconhecimento da distribuição das zonas de fraturas. O reconhecimento de que os *trends* estruturais dos acamamentos e sua distribuição se correlacionam com as zonas de fratura indicam que essa arquitetura interna é controlada pela tectônica regional e pela reologia da rocha. A interpretação das imagens dos poços auxiliou na identificação e entendimento da distribuição das zonas de fraturas, o que ajudou na compreensão da relação com as porosidades e conteúdo de sílica. De modo que foi constatado o importante papel da silicificação no processo de fraturamento. A integração entre amostras de rocha, perfis de poços e a sísmica foi a chave para o entendimento de como as diferentes fácies estão relacionadas ao comportamento reológico e a propagação das falhas regionais observadas na sísmica.

Palavras-chave: reservatórios carbonáticos do pré-sal, perfis de imagem, fraturas, integração de dados rocha-perfil-sísmica.

Abstract

The presalt reservoirs of the Santos Basin are located in ultra-deep waters, under a thick salt layer deposited during the Barremian and Aptian age. These reservoirs extend along the coast of Brazil since Santa Catarina to Espírito Santo states, and were formed during the Gondwana break-up. The wells analyzed in this study are located in the northeast portion of the Santos Basin and the range comprises Itapema and Barra Velha formations. This study analyzes and classifies the interaction of fracture zones in four wells, by the interpretation of resistive and acoustic borehole images and the integration of descriptions of rock data and porosity and silica logs. In wells were measured the directions and dip angles of beddings, natural and induced fractures, and breakouts. Five types of fractures were classified and named as open, partially open, closed (resistive), non classified and partial fractures. However, the main target was the recognition of fracture zones distribution. The structural trends of the beddings and their distribution correlates with the fracture zones, indicating that this internal architecture is controlled by the regional tectonic. The interpretation of borehole images assisted in the identification and understanding the distribution of the fractured zones and their relation with porosity and silica content. The silicification had an important whole in the fracturing process. The integration between rock samples, well logs and seismic section was the key to understanding of how the different facies are related to reology and fault observed in the seismic sections.

Keywords: carbonate reservoirs, borehole images, presalt, Santos Basin, Itapema and Barra Velha Formations, fractures.

Sumário

1.	Introdução	1
2.	Geologia Regional.....	3
3.	Perfis de Imagem	9
3.1	Ferramentas de imagem acústica	14
3.2	Ferramentas de imagem resistiva	17
3.2.1	Ferramentas de imagem resistiva para fluido condutivo	20
3.2.2	Ferramentas de imagem resistiva para fluido não condutivo	22
4.	Artefatos de imagem	24
4.1	Estica (<i>stick</i>) e puxa (<i>pull</i>)	24
4.2	<i>Key Seat</i>	25
4.3	Marcas das corridas anteriores	26
4.4	Influência de rochas ígneas nos magnetômetros	29
5.	Metodologia.....	31
5.1	Controle de qualidade dos dados de imagem	37
5.2	Processamento de imagens de poço	39
5.2.1	Processamento de imagem resistiva.....	40
5.2.2	Processamento de imagens acústicas.....	42
5.3	Interpretação de perfis de imagens	43
5.3.1	Identificação e interpretação de acamamentos.....	47
5.3.2	Identificação e interpretação de <i>breakouts</i>	48
5.3.3	Identificação e interpretação de fraturas	50
5.3.4	Zonas de fratura.....	54
5.4	Integração de dados de rocha e perfil	54
5.5	Correlação rocha-perfil-sísmica.....	54

6.	Resultados e Discussões	56
6.1	Interpretação e análise dos acamamentos nos poços.....	56
6.1.1	Acamamentos no Poço A.....	56
6.1.2	Acamamentos no poço B	59
6.1.3	Acamamentos no Poço C.....	62
6.1.4	Acamamentos no Poço D.....	65
6.1.5	Discussão sobre os acamamentos nos poços	68
6.2	Interpretação e análise de <i>breakouts</i> nos poços	70
6.3	Interpretação e análise das fraturas nos poços	75
6.3.1	Análise de fraturas no poço A	75
6.3.2	Análise de fraturas no poço B	78
6.3.3	Análise de fraturas no poço C	81
6.3.4	Análise de fraturas no poço Poço D	83
6.4	Avaliação integrada das feições estruturais, fácies, porosidade e conteúdo de sílica	85
6.4.1	Avaliação integrada do poço A.....	85
6.4.2	Avaliação integrada do poço B.....	91
6.4.3	Avaliação integrada do poço C	95
6.4.4	Avaliação integrada do poço D	99
6.5	Correlação rocha-perfil-sísmica.....	102
7.	Conclusão	107
8.	Bibliografia	109

Lista de Figuras

Figura 1 – Mapa da Bacia de Santos	3
Figura 2 – Seção esquemática da porção norte da Bacia de Santos.....	4
Figura 3 – Seção sísmica da Bacia de Santos.....	4
Figura 4 – Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos.	6
Figura 5 – Estratigrafia com a correlação entre as diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos.....	7
Figura 6 – Estratigrafia do Atlântico Sul comparada a evolução dos eventos tectônicos da Bacia de Santos, desde o início do Cretáceo até o recente.....	8
Figura 7 – Exemplos de poços imageados com o Televiwer..	9
Figure 8 – Comparação entre imagens de <i>wireline</i> e LWD com um trecho do testemunho da área, evidenciando uma ótima repetibilidade entre as tecnologias de imageamento.....	11
Figura 9 – Resolução espacial dos diferentes métodos de avaliação geofísica.....	14
Figura 10 – Esquema da ferramenta de imagem acústica UBI da Schlumberger e transdutor..	15
Figura 11 – Imagens de resistividade da ferramenta FMI e imagem acústica de amplitude da ferramenta UBI, ambas da companhia Schlumberger. Nestas imagens é possível observar um conjunto de fraturas naturais abertas e fechadas, além de fraturas induzidas.....	16
Figura 12 – A esquerda, média dos valores de resistividade medidos pela ferramenta de imagem OBMI, no centro a imagem relativa a este intervalo, e a direita a resistividade medida pela ferramenta AIT no poço A.....	17
Figura 13 – Evolução do FMS até Fullbore Formation MicroImager (FMI™, Schlumberger) nos últimos 34 anos.; FMS = formation microscanner..	18
Figura 14 – Exemplos de poços analisados neste estudo mostrando a diferença de cobertura entre as ferramentas FMI-HD (esquerda) usada no poço B e OBMI (direita) usada no poço D..	19

Figura 15 – Ferramenta de imagem resistiva para fluido condutivo (WBM) FMI-HD da Schlumberger.....	20
Figura 16 – Imagens do FMI-HD adquiridas em um poço no sul do México.	21
Figura 17 – A ferramenta de imagem resistiva para fluido não condutivo OBMI da Schlumberger possui cinco pares de sensores e dois eletrodos de injeção.	22
Figura 18 – Ferramenta de imagem resistiva para fluido não condutivo (OBM) OBMI da Schlumberger.....	23
Figura 19 – Imagens resistivas da ferramenta OBMI da companhia Schlumberger adquiridas em um poço no Golfo do México.	23
Figura 20 – Imagem acústica UBI do poço A exibindo intervalos sem aquisição de dado devido a <i>stick and pull</i>	25
Figura 21 – Imagens acústicas de amplitudes estática e dinâmica e de tempo de trânsito em um intervalo no poço A exibindo marca de arraste do cabo (retângulo vermelho), escala 1:20m.....	26
Figura 22 – Imagem acústica de amplitude e de tempo de trânsito do poço B exibindo marcas de furo (quadrados vermelhos) que são correspondentes aos pontos de coleta de amostra lateral, em escala 1:20m.....	27
Figura 23 – Imagem acústica de amplitude do poço D exibindo marcas de arraste dos patins das ferramentas de imagem resistiva, em escala 1:20m.....	28
Figura 24 – Intervalos de rochas ígneas do poço C exibindo interferência magnética nos dados dos magnetômetros destacados em vermelho.	29
Figura 25 – Intervalos de rochas ígneas do poço D exibindo interferência magnética nos dados dos magnetômetros destacados em vermelho.	30
Figura 26 – Fluxograma utilizado para a avaliação das formações dos poços utilizados neste estudo.....	31
Figura 27 – Zoneamento estratigráfico e os perfis de raios gama (GR), cáliper (CAL) e <i>bit size</i> (BS) dos quatro poços utilizados no presente estudo na escala 1:1000 m..	34
Figura 28 – Controle de qualidade do poço D.....	35

Figura 29 – Controle de qualidade relativo à profundidade dos dados disponibilizados para poço D, onde são comparados perfis de raios gama adquiridos por diferentes ferramentas, com o perfil composto cedido pela ANP. A esquerda, perfis de raios gama em escala 1:100m e a direita trecho do perfil composto para o mesmo intervalo de profundidade..	36
Figura 30 – Exemplo de <i>breakout</i> usado para a correção de profundidade no poço B. Observar o quão deslocadas estão as feições em relação a imagem resistiva.	37
Figura 31 – Controle de qualidade dos dados da corrida referente a aquisição de imagem acústica, UBI do poço D.	38
Figura 32 – Fluxo de trabalho aplicado no processamento das imagens resistivas e acústicas.	40
Figura 33 – Normalizações estática e dinâmica aplicadas aos perfis de imagem resistiva. O exemplo mostrado nesta figura é de um intervalo do poço A.	42
Figura 34 – Exemplo de plot de interpretação do poço A, escala 1:20m	44
Figura 35 – Exemplo esquemático é possível observar como as estruturas planares são observadas nas imagens.	45
Figura 36 – Exemplo de diagrama de rosetas para medidas de acamamento no poço A.	46
Figura 37 – Exemplo de <i>walkout plot</i> no poço A com as medidas azimutais de acamamentos plotadas sequencialmente para todo o intervalo do poço.	46
Figura 38 – Exemplos de acamamentos observados nos poços analisados neste trabalho. A identificação de um acamamento é destacada com uma linha vermelha tracejada. Fonte: a autora.	47
Figura 39 – Quadro ilustrativo com imagens de <i>breakouts</i> .	48
Figura 40 – Exemplo de <i>breakouts</i> no poço B, notar arrombamento no calíper 1.	49
Figura 41 – Trecho do poço C com <i>breakouts</i> cuja orientação é afetada por interferência magnética dos minerais magnéticos presentes nas rochas ígneas.	50
Figura 42 – Exemplos de fraturas abertas observadas no poço A.	51

Figura 43 – Exemplos de fraturas semi-abertas observadas nos poços analisados neste trabalho.....	52
Figura 44 – Exemplos de fraturas fechadas observadas nos poços analisados neste trabalho (linhas tracejadas azuis). Fonte: a autora.....	53
Figura 46 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço A.....	58
Figura 47 – <i>Walkout plot</i> dos acamamentos mapeados no poço A, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes.	58
Figura 48 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço B.....	60
Figura 49 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço B.....	61
Figura 50 – <i>Walkout plot</i> dos acamamentos mapeados no poço B, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes.	61
Figura 51 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço C..	63
Figura 52 – Diagramas de rosetas da Fm. Barra Velha e da Fm. Itapema para o poço C.....	64
Figura 53 – <i>Walkout plot</i> dos acamamentos mapeados no poço C, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes..	64
Figura 55 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço D.....	67
Figura 56 – <i>Walkout plot</i> dos acamamentos mapeados no poço D, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes..	67
Figura 57 – Diagrama de rosetas dos poços analisados neste estudo com a distribuição dos azimutes dos acamamentos medidos.	69
Figura 58 – Diagramas de rosetas com a orientação principal do SHmax total medido através dos <i>breakouts</i> para os quatro poços analisados.	70
Figura 59 – Exemplo de <i>breakouts</i> no poço A, notar o arrombamento no cáliper 2 (à direita)..	71

Figura 60 – Exemplo de <i>breakouts</i> no poço C, notar arrombamento nos calípers 1 e 2 e no perfil de poço <i>borehole shape</i>	72
Figura 61 – Exemplo de <i>breakouts</i> no poço D no intervalo das rochas ígneas, observar trechos com interferência magnética nas imagens, notar também arrombamento no calíper 1.....	73
Figura 62 – Perfil com a distribuição dos <i>breakouts</i> medidos nos poços A, B, C e D em MD.....	74
Figura 63 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço A.....	77
Figura 64 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço B.....	80
Figura 65 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço C.....	82
Figura 66 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço D.....	84
Figura 67 – Perfil do poço A e as zonas de fraturas (F) e não fraturas (NF).....	86
Figura 68 – Lâminas petrográficas do poço A.....	90
Figura 68 – Perfil do poço B e as zonas de fraturas e não fraturas definidas.	94
Figura 69 – Perfil do poço C.....	98
Figura 70 – Perfil do poço D.....	101
Figura 71 – Seção sísmica S1 (NW-SE) passando pelo poço A: a) não interpretada; b) interpretada.....	103
Figura 72 – Seção sísmica S2 de direção NW-SE passando pelo poço C: a) não interpretada; b) interpretada.....	104
Figura 73 – Seção sísmica S3 de direção NW-SE passando pelos poços B e D: a) não interpretada; b) interpretada.....	105

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Ferramentas de imagem de LWD.....	11
Tabela 2 – Ferramentas de imagem de <i>wireline</i>	12
Tabela 3: Levantamento dos perfis geofísicos disponibilizados na área de estudo. .	32
Tabela 4: Relatórios e informações adicionais disponibilizados na área de estudo para cada poço.....	33
Tabela 6 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço B para as zonas identificadas abaixo.	62
Tabela 7 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço C por zonas.....	65
Tabela 8 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço D para por zonas:.....	68
Tabela 9 – Padrões azimutais dos acamamentos identificados para os quatro poços analisados.	69
Tabela 10 – Medidas e parâmetros dos <i>breakouts</i> identificados nos quatro poços. .	71
Tabela 11 – Fraturas identificadas nas formações Itapema e Barra Velha no poço A	76
Tabela 12 – Zonas de fraturas e seus parâmetros por zona.....	76
Tabela 13 – Fraturas identificadas no poço A	78
Tabela 14 – Zonas de fraturas e seus parâmetros.....	79
Tabela 15 – Fraturas identificadas no poço C por formação.....	81
Tabela 16 – Fraturas identificadas no poço D.....	83
Tabela 17 – Características observadas nas zonas definidas no poço A.	87
Tabela 18 – Características observadas nas zonas definidas no poço B.	93
Tabela 19 – Características observadas nas zonas definidas no poço C.	97
Tabela 20 – Características observadas nas zonas definidas no poço C.	100

Lista de abreviações

AIT	Ferramenta de resistividade
BS	Bit size (diâmetro do poço)
BV	Barra Velha
CAL	Cáliper
CMR	Ferramenta de ressonância magnética
DEN	Perfil de densidade
DT	Perfil acústico
GR	Raios Gama
FF	Fluido Livre
FM	Formação
FMI-HD	Ferramenta de imagem resistiva para poço perfurado com fluido base água
IMG	Perfil de imagem
IMG_AMP	Perfil de imagem de amplitude
IMG_AMP_DYN	Perfil de imagem de amplitude dinâmica
IMG_RES	Perfil de imagem de resistividade
IMG_RES_DYN	Perfil de imagem de resistividade dinâmica
IMG_TT	Perfil de imagem de tempo de trânsito
ITP	Itapema
LWD	<i>Logging while drilling</i> – perfilagem durante a perfuração
NEU	Perfil de neutrão
NMR	Ressonância Magnética
OBM	<i>Oil Based Mud</i> – Fluido base óleo
OBMI	Ferramenta de imagem resistiva para poço perfurado com fluido base óleo
PHIE	Porosidade efetiva
PHIT	Porosidade total
RES	Perfil de resistividade
UBI	Ferramenta de imagem acústica
WBM	<i>Water Based Mud</i> – Fluido base água
WL	<i>Wireline</i> – perfil a cabo
WQFM	Conteúdo de sílica

1. Introdução

A exploração petrolífera na Bacia de Santos teve início nos anos 70 em depósitos turbidíticos do Cenomaniano. Entretanto, esta bacia ganhou destaque somente após os anos 2006 com as descobertas dos campos do pré-sal (FREITAS *et al.*, 2019). Trazendo assim grandes desafios científicos e tecnológicos inerentes, desde a complexidade de exploração como o entendimento das heterogeneidades que permeiam esses reservatórios e a compreensão das suas condições de deposição, acumulação e preservação, num contexto tectônico de abertura continental.

Nos últimos anos houve uma crescente e rápida evolução do conhecimento acerca da origem e evolução dos reservatórios carbonáticos do pré-sal. Contudo, o entendimento desses reservatórios ainda é amplamente discutido, visto a complexidade e a grande variação litológica desses carbonatos. As características estratigráficas da seção sedimentar e a complexidade estrutural em algumas das áreas, que abrangem as megaestruturas de alguns campos produtores, afetam a visualização e caracterização dos reservatórios do pré-sal.

Na busca por uma caracterização de reservatórios mais precisa tem sido desenvolvidas novas metodologias de integração de dados de diferentes escalas, estabelecendo correlações entre as características texturais, permo-porosas e mecânicas das formações.

Os dados sísmicos fornecem informações na escala decamétrica. Enquanto, os perfis convencionais fornecem informações de menor escala, possibilitando uma interpretação com maior resolução das propriedades da rocha. Os dados de rocha incluem dados provenientes de amostras laterais e testemunhos coletados nos poços, que são descritos e analisados em laboratório, fornecendo uma medida direta das rochas que compõem os reservatórios.

Os perfis de imagens fornecem imagens de alta resolução nos poços perfilados, sendo uma excelente ferramenta na avaliação de reservatórios, por possuir ótimas resoluções vertical e azimutal, se comparadas as outras ferramentas de perfilagem. As imagens de poço auxiliam na identificação de feições estruturais, como acamamentos, falhas e fraturas, assim como é possível observar diferentes

tipos de padrões texturais, que podem ser integrados a dados de rocha, a fim de se obter uma identificação litológica mais precisa.

Este estudo visa compreender o grau de fraturamento em 4 poços que atravessam os reservatórios carbonáticos do pré-sal na Bacia de Santos. Através do processamento e interpretação de perfis de imagens de poços foram delineadas zonas de fraturas. Essas zonas foram correlacionadas a outros perfis geofísicos e a dados de amostras laterais. Por fim, foi realizada uma integração das correlações rocha-perfil com seções sísmicas passando pelos poços.

Esta dissertação é dividida em 7 capítulos com o objetivo de apresentar a geologia da área estudada, a relevância das ferramentas de imagem, a metodologia empregada, os resultados obtidos e suas relativas discussões e, por fim, as conclusões.

2. Geologia Regional

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* do Brasil e atualmente é a maior bacia produtora de óleo no país. Ela é uma bacia de margem passiva distensiva que possui uma área em torno de 350.000 km², estendendo desde a Serra do Mar até o Platô de São Paulo na cota batimétrica de 3000 m. Esta bacia tem seu limite ao norte com a Bacia de Campos, separado pelo Alto Estrutural de Cabo Frio, e ao Sul fazendo fronteira com a Bacia de Pelotas, separada pelo Alto Estrutural de Florianópolis (Figura 1) (MOREIRA *et al.*, 2007).

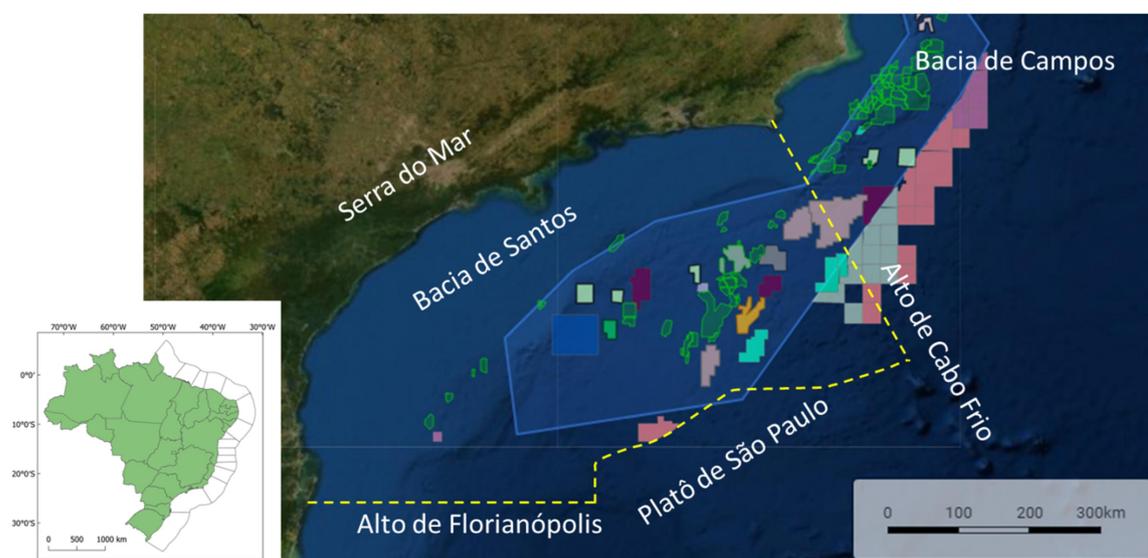


Figura 1 – Mapa da Bacia de Santos com destaque para os limites ao norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio; limite ao sul com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis; com a Serra do Mar bordejando a oeste e com o Platô de São Paulo a leste. Em azul destaca-se o polígono do pré-sal, em verde claro os campos em produção e os blocos coloridos são os blocos exploratórios. Fonte: modificado de <http://geo.anp.gov.br/#/mapview>

O rifte do Atlântico Sul iniciou seu rompimento de sul para norte, com intenso falhamento que reflete os *trends* estruturais pré-existentes de idades Pré-Cambriana, Paleozóica e Triássica. Como é possível observar na Figura 2, a seção rifte é cortada por falhas normais sintéticas e antitéticas de alto ângulo, com deslocamento variável (CHANG, 1992, CANIELLI e MOHRIAK 1999, MILANI *et al.*, 2000).

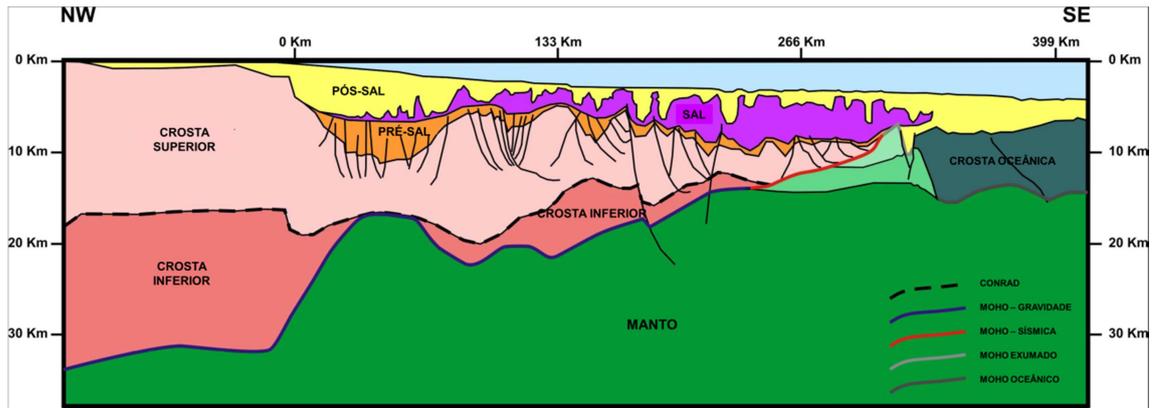


Figura 2 – Seção esquemática da porção norte da Bacia de Santos. Fonte: Modificado de Zalan *et al.* (2011).

A Bacia de Santos está sobre uma crosta continental afinada e zoneada, de forma que zonas alternadas de crosta continental ora estirada e fina constituídas por terrenos de característica mais dúctil e ora por uma crosta continental espessa, constituída por terrenos mais resistentes e com natureza mais rúptil (Figura 3) (MOHRIAK *et al.*, 2008 e ZALÁN *et al.*, 2011).

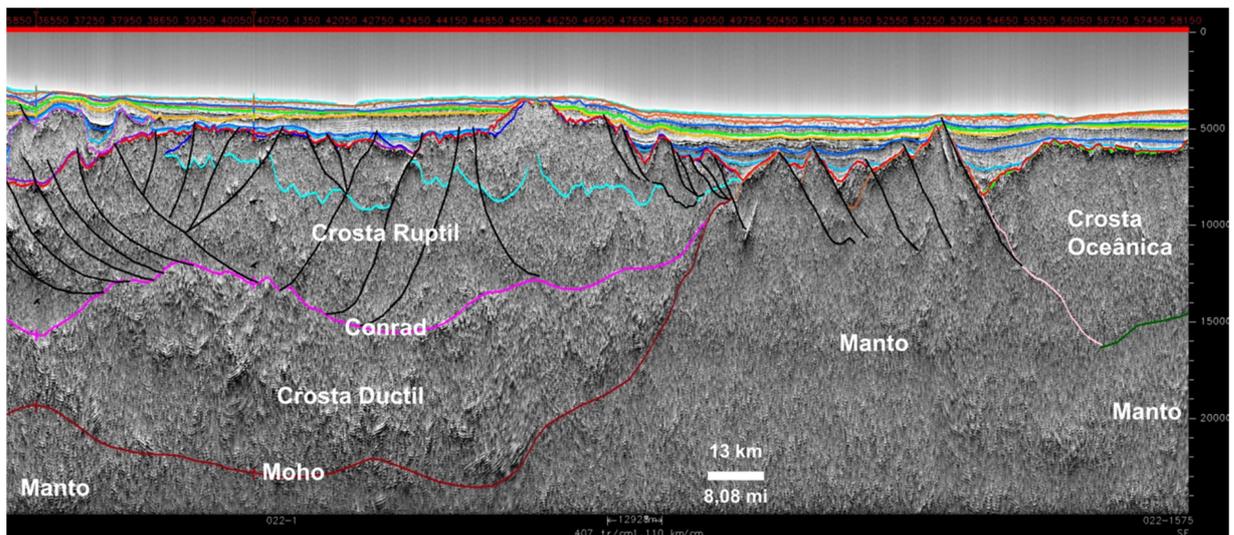


Figura 3 – Seção sísmica da Bacia de Santos, onde é possível notar os diferentes domínios dúcteis e rúpteis da crosta continental, assim como as discontinuidades Moho e Conrad. Fonte: Modificado de Zalan *et al.* (2011).

A estratigrafia da Bacia de Santos tem sido estudada por diversos autores desde os anos 1970, de maneira que muitos autores, como Pereira e Feijó (1994) e Chang *et al.* (1992), discorreram sobre a classificação e divisão das unidades que a constituem. Contudo, neste estudo é adotada a classificação estabelecida por

Moreira *et al.* (2007), que subdivide as unidades em formações e grupos estratigráficos apresentados na carta estratigráfica da Figura 4.

As bacias distensivas da margem leste brasileira tem sua formação e evolução tectôno-estratigráfica ligada a abertura do Atlântico Sul no processo de rompimento do super-continente Gondwana no Juro-Cretáceo e pela separação continental entre a África e a América do Sul (ZALÁN *et al.*, 2004). Como as sequências litoestratigráficas que ocorrem na bacia tem sua origem e evolução ligada aos eventos tectônicos, as mesmas serão analisadas neste estudo de acordo com sua correlação aos eventos vigentes a época. Desse modo, as sequências são divididas conforme os estudos mais recentes da bacia de Wright e Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), em rifte inferior, rifte superior, sag e margem passiva (ou drifte). Cada uma dessas sequências foi delineada conforme as discordâncias regionais mapeadas nas seções sísmicas nesse estudo (Figura 5).

Segundo Mohriaki (2008), o embasamento da Bacia de Santos é composto por rochas metamórficas dobradas de idade Proterozóica recobertas discordantemente pelos basaltos, reconhecidos e individualizados como pertencentes as Fm. Camboriú, que por sua vez são correlatos ao magmatismo da Serra Geral e foram datados em 121 ± 11 Ma (idade K-Ar) (PEREIRA & FEIJÓ, 1994). Esses basaltos têm como limite superior a discordância dos sedimentos da Fm. Piçarras, segundo o trabalho de Moreira *et al.* (2007).

A sequência rifte inferior é composta pelos depósitos siliciclásticos da Fm. Piçarras, depositada nos andares locais Aratu superior e Buracica. Sendo constituídos por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e folhelhos lacustres na porção distal. Esses depósitos são localmente intrudidos por diabásio.

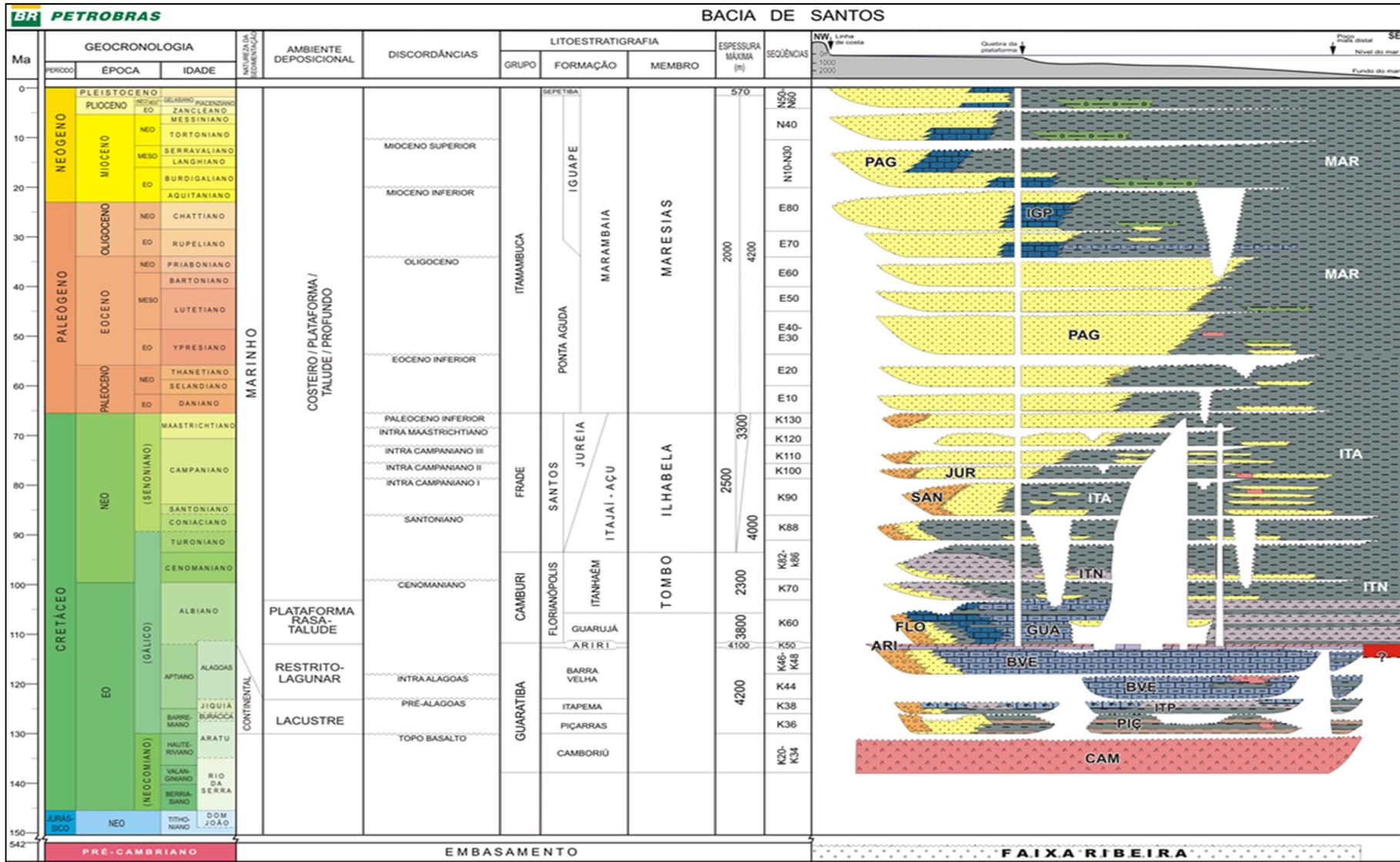


Figura 4 – Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al., 2007.

Tempo (Ma)	Período	Idade	Discordâncias	Formação	Evolução Tectônica		
110 120 130 140	CRETÁCEO	Albiano		Guarujá	Drifte		
				Ariri	Evaporitos		
		Aptiano		Alagoas	Barra Velha Superior	SAG	
					Barra Velha Inferior	Rifte Superior	
		Barreminiano		Jiquia	Pré-Alagoas	Itapema	Rifte Inferior
				Buracica		Piçarras	
		Hauteriviano		Aratu	Topo Basalto	Camboriú	
		Valangeniense		Rio da Serra			
		Berriasiano					

Figura 5 – Estratigrafia com a correlação entre as diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos. Fonte: Wright & Barnett, 2015

A Fm. Itapema, que ocorre sobre a Fm. Piçarras, também pertencente a sequência rifte inferior, foi depositada nos andares Buracica superior ao Jiquiá. Esta formação é composta por carbonatos como *grainstones*, *wackestones*, *packstones* bioclásticos e folhelhos carbonáticos, além de folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, tido como as principais rochas geradoras do *play* do pré-sal. A Fm. Itapema é reconhecida principalmente pela grande ocorrência de *rudstone* a bivalve, chamadas como coquinas. Esta formação é correlata a Fm. Coqueiros na Bacia de Campos. O limite superior desta sequência é demarcado pela discordância Pré-Alagoas, que marca o limite entre as formações Itapema e Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007).

A Fm. Barra Velha, segundo Wright e Barnett (2015), é dividida em Barra Velha Inferior e Barra Velha Superior, sendo separada pela discordância Intra-Alagoas, na qual marca o início da fase Sag. Esta formação é composta pelos depósitos de calcários, principalmente por *shrubs*, *esferulititos* e *mudstones* (GOMES *et al.*, 2020). Tendo sua deposição relacionada a lagos amplos, alcalinos e rasos com uma variação no nível do lago ligada a graduais incursões marinhas.

Os depósitos da fase Sag correspondem a porção superior da Fm. Barra Velha estendendo-se até o limite da base do sal. Esta fase marca o período de início

da subsidência termal durante um momento de maior quiescência tectônica, de modo que grande parte das falhas das seções rifte terminam na discordância Intra-Alagoas. Conforme Buckley *et al.* (2015), a fase Sag não ocorre em todas as regiões da Bacia de Santos.

A Fm. Ariri é constituída pelos evaporitos de idade Aptiano, que são constituídos principalmente por halita, anidrita, gipsita, silvita, carnalita e taquidrita (AMARAL *et al.*, 2015). Estes evaporitos ocorrem desde a Bacia de Santos e estendem por toda a costa brasileira até a Bacia de Sergipe-Alagoas, ocorrendo também em algumas bacias interiores, como na Bacia do Araripe.

A deposição da megassequência drifte marca a fase de margem passiva com a expressa deposição de siliciclásticos dos grupos Camburi, Frade e Itamanbuca. Esses depósitos refletem as flutuações do nível do mar, sendo marcados por um grande período de transgressão e outro posterior de regressão, que segue até o presente, como mostrado na Figura 6 (CHANG *et al.*, 2008 e MOHRIAK *et al.*, 2008). Os depósitos turbidíticos do Grupo Frade eram o principal *play* da bacia, antes da descoberta do pré-sal. Os depósitos da fase drifte são intensamente falhados devido a halocinese dos depósitos subjacentes de evaporitos (CANIELLI e MOHRIAK, 1999).

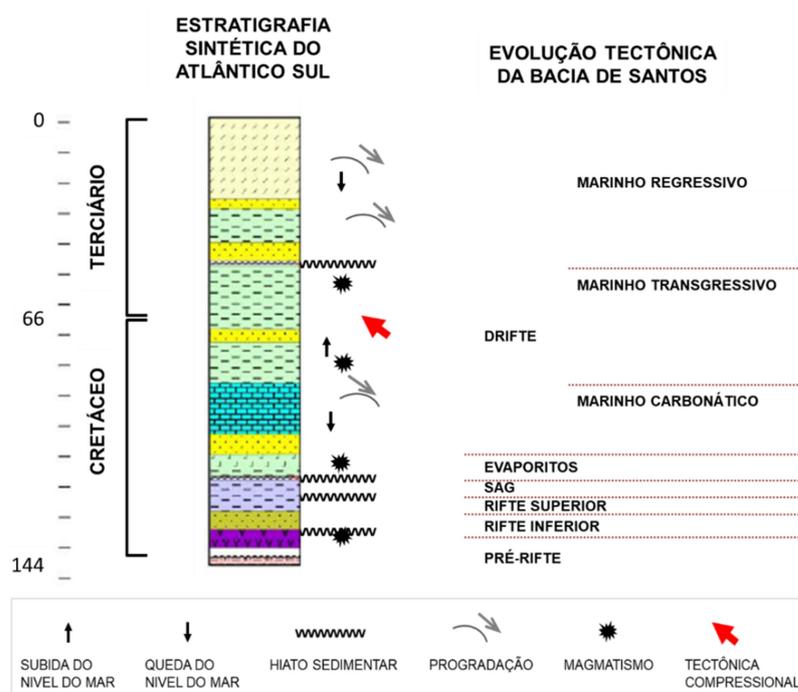


Figura 6 – Estratigrafia do Atlântico Sul comparada a evolução dos eventos tectônicos da Bacia de Santos, desde o início do Cretáceo até o recente. Fonte: Modificado de MOHRIAK et al. 2008.

3. Perfis de Imagem

Nos anos 60 foram feitas as primeiras tentativas de gerar uma imagem da parede de poço, usando uma câmera equipada com lentes de 16 mm para tirar fotos a cada determinado intervalo de profundidade. Também foram utilizadas câmeras gravadoras de televisão. Contudo, o uso dessas câmeras regulares se mostrou longe do ideal, uma vez que era necessário o uso de fluido transparente, ou que o poço tivesse sido perfurado somente com ar, o que é uma prática um tanto incomum na indústria (LAGRABA *et al.*, 2010).

Um grande salto tecnológico foi dado em 1968, quando a Mobil Oil lançou o primeiro Televier acústico, criando uma imagem com 100% de cobertura da parede do poço, no qual não somente fraturas puderam ser identificadas, mas também mudanças na litologia, vugos e fissuras no revestimento (Figura 9). Contudo, devido ao peso do fluido de perfuração e ao diâmetro do poço, o sinal da onda acústica era atenuado, dificultando assim a leitura em poços de alto diâmetro e lamas pesadas (ZEMANECK *et al.*, 1970).

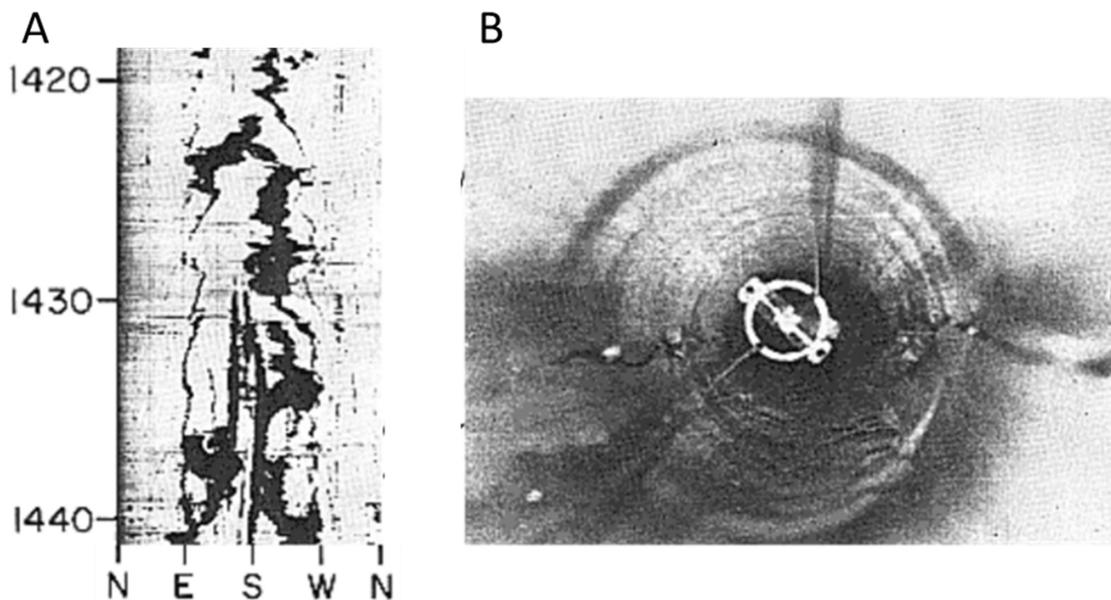


Figura 7 – Exemplos de poços imageados com o Televier. Na figura A um exemplo de uma imagem gerada pelo Televier em um poço no Norte da Lousiana, exibindo fraturas induzidas. Na figura B uma fotografia confirmando a fratura vertical. Modificado de Zemanek *et al.* (1970).

As primeiras ferramentas de imageamento de poço gravavam suas informações em fitas de vídeo ou filmes. Enquanto, as ferramentas atuais além de

transmitirem os dados em tempo real, armazenam seus dados digitais em formato rasterizado (*raster*) ou como matriz (com cada medida individualizada) (PRENSKY, 1999). Ao longo dos anos, as ferramentas sofreram modificações e evoluíram com o intuito de contornar problemas encontrados durante a perfilagem, como para os tipos de fluidos usado na perfuração, salinidade do fluido, diâmetro de poço, porcentagem de cobertura do poço, condições de alta temperatura e alta pressão, formações com resistividades muito altas ou muito baixas. Para superar estas dificuldades foram desenvolvidas ferramentas de imagem que operam durante a perfuração (LWD - *logging while drilling*) ou após a perfuração junto a perfilagem (*wireline*).

As ferramentas de imagem acústica para operações de LWD foram desenvolvidas recentemente e podem adquirir também simultaneamente imagens resistivas e acústicas. Diferentemente das ferramentas de *wireline*, onde cada ferramenta atende poços de diferentes diâmetros, as ferramentas de imagem de LWD são desenvolvidas individualmente para cada largura de poço, de acordo com o encaixe da broca.

De modo geral, as imagens de resistividade de ferramentas LWD possuem as maiores resoluções e são comparáveis as imagens de *wireline*, podendo em alguns casos substituir as mesmas, como pode ser observado na Figura 10. Em contrapartida, a resolução das ferramentas de imagem de densidade e raios gama cai para menos da metade, quando comparadas as ferramentas resistivas de LWD. Os perfis de imagem podem ser utilizados para o reconhecimento de contatos litológicos e discordâncias de menor escala. Também é válido observar que as imagens de LWD são altamente afetadas por vibração e velocidade de perfuração. Na Tabela 1 são sumarizadas as diferentes ferramentas de LWD disponíveis no mercado atual.

Tabela 1 – Ferramentas de imagem de LWD.

Companhia	Ferramenta	Tecnologia	Tipo de Fluido
Schlumberger	MicroScope HD	Resistividade	WBM
	TerraSphere	Resistividade e acústica	WBM e OBM
	iDNSC	Densidade	WBM e OBM
Halliburton	AFR	Resistividade	WBM
	PixStar	Acústica	WBM e OBM
	Radian	Raios Gama	*
Baker Hughes	StarTrak	Resistividade	WBM
	LithoTrak	Densidade	WBM e OBM
	ImageTrak	Acústica	WBM e OBM

*Informação não disponível nos manuais consultados.

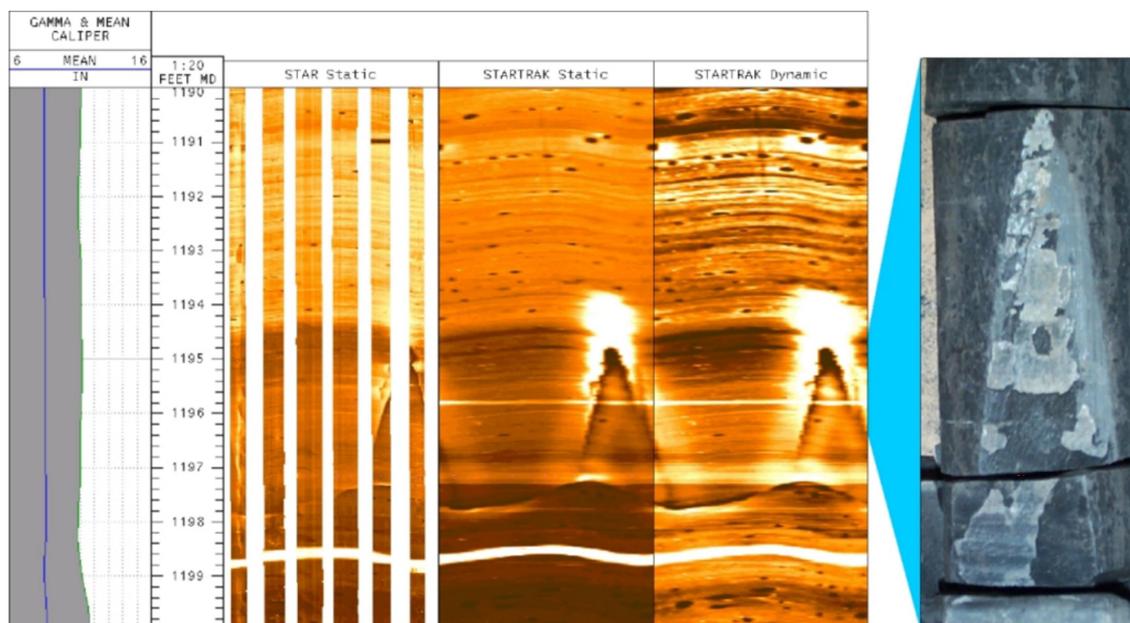


Figure 8 – Comparação entre imagens de *wireline* e LWD com um trecho do testemunho da área, evidenciando uma ótima repetibilidade entre as tecnologias de imageamento. Trilhas: 1) Raios gama e calíper; 2) Profundidade; 3) Imagem resistiva estática de *wireline* da ferramenta Star da Baker Hughes; 4) Imagem resistiva estática de LWD da ferramenta Startrak da Baker Hughes; 5) Imagem resistiva dinâmica de LWD da ferramenta Startrak da Baker Hughes; 6) Trecho do testemunho correspondente a região da fratura . Fonte: RITTER *et al.*, 2004.

No mercado atual, existem dois tipos de ferramentas de imagem de *wireline*, as ferramentas de imagem acústica, que operam tanto em fluido base óleo como em fluido base água e as ferramentas elétricas, onde cada ferramenta foi desenvolvida especificamente para operar em um tipo de fluido, seja ele condutivo ou não condutivo. As ferramentas de *wireline* podem ser usadas tanto em poços verticais ou desviados em até 45° graus, sendo esta uma limitação dessas ferramentas. Na Tabela 2 são sumarizadas as diferentes ferramentas de *wireline* disponíveis no mercado atual.

Tabela 2 – Ferramentas de imagem de *wireline*.

Companhia	Ferramenta	Tipo de Imagem	Tipo de Fluido	Cobertura do Poço (12.25 in)	N de Patins	Nº de Sensores por Patim	Nº de Sensores
Schlumberger	Quanta Geo	Resistiva	OBM	**98%	8	24	192
	FMI-HD	Resistiva	WBM	53%	4+4	24	192
	OBMI	Resistiva	OBM	21%	4	5	20
	UBI	Acústica	WBM e OBM	100%			
Halliburton	XMRI	Resistiva	WBM	41%	6	25	150
	OMRI	Resistiva	OBM	*	6	6	36
	HFBI	Resistiva	OBM	*	6	24	144
	CAST-V	Acústica	WBM e OBM	100%			
Baker Hughes	STAR-XR	Resistiva	WBM	51%	6	24	144
	EARTH-HD	Resistiva	OBM	43%	6	8	48
	EMeX	Resistiva	OBM	*	6	10	60
	UltrasonicXplorer	Acústica	WBM e OBM	100%			

*Informação não disponível nos manuais consultados.

**Cobertura em poços de diâmetro 8.5 in

Na área de caracterização de reservatórios, os perfis de imagem auxiliam na identificação de fácies, na análise estrutural das camadas, fraturas, falhas, dobras, inconformidades e fornecem informações para construção de modelos geomecânicos.

As imagens de poço complementam informações obtidas por outros perfis geofísicos, colaborando para uma melhor compreensão da área de estudo. Elas auxiliam na identificação do ponto exato onde as amostras laterais foram coletadas, bem como podem ajudar no posicionamento das profundidades de teste de pressão e de bombeio de fluido. Também fornecem informações para a aterrissagem de poços (*geosteering*), através da avaliação das feições estruturais e estratigráficas observadas durante a perfuração. As informações provenientes dos perfis de imagem podem ser extrapoladas e correlacionadas com dados sísmicos. Dessa forma, os perfis de imagem são considerados como ponte entre dados sísmicos e amostras laterais e testemunhos (Figura 9).

A alta resolução das imagens permite a identificação de pequenas estruturas sedimentares e estruturais, de modo que elas podem ser analisadas com dados de amostras laterais, testemunhos e de afloramentos. Mesmo a alta resolução das imagens não é capaz de substituir as informações provenientes de dados de rochas. Ainda assim, os perfis de imagem se destacam pelo baixo custo, quando comparado com a amostragem de rochas em poços e pela possibilidade de imagear longos intervalos de profundidade sem interrupção.

No mercado existem diversas ferramentas de imagem, que foram desenvolvidas para atender os mais diversos ambientes de poço. Essas ferramentas possuem características mecânicas distintas, que lhes conferem a capacidade de adquirir imagens de alta resolução, além de possuírem diferentes porcentagens de cobertura da parede do poço. Quanto maior a resolução, maior a definição das imagens e, conseqüentemente, mais estruturas podem ser identificadas. Isso também se aplica a porcentagem de cobertura do poço, quanto maior a porcentagem, mais feições podem ser observadas (LAGRABA *et al.*, 2010).

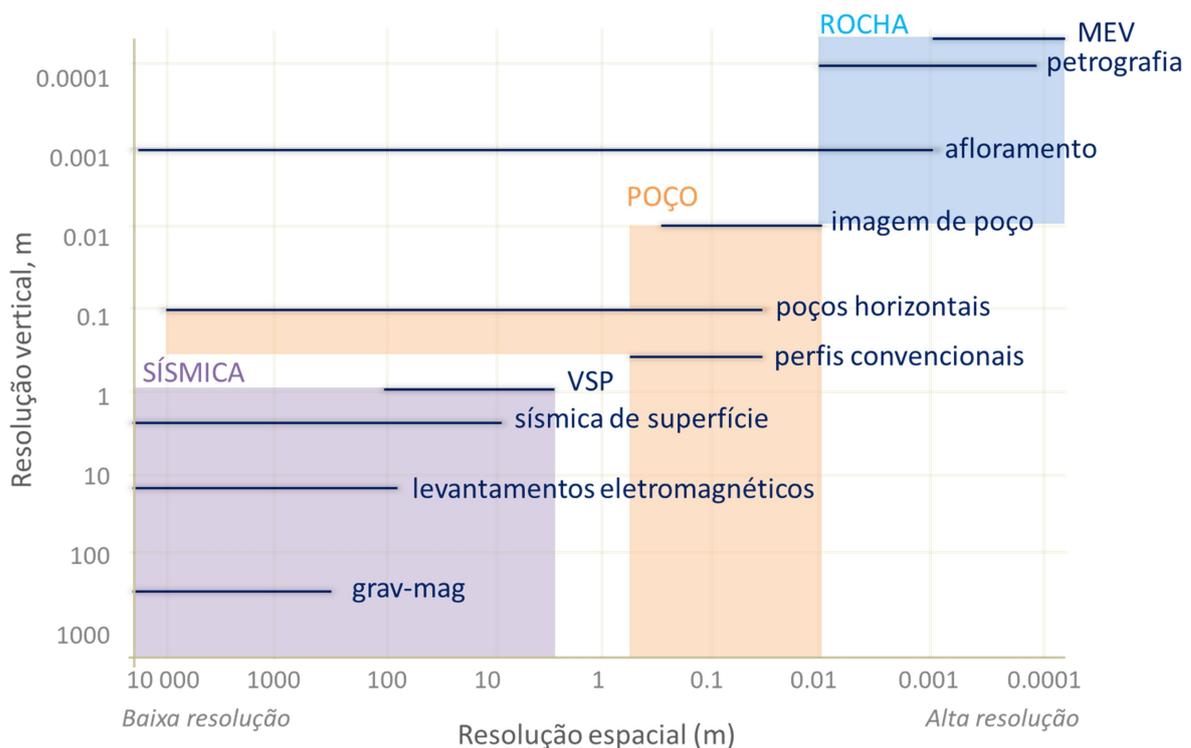


Figura 9 – Resolução espacial dos diferentes métodos de avaliação geofísica. Fonte: Hall (2011).

Vale ressaltar que as imagens de poço não são fotografias, ou seja, imagens óticas. As imagens respondem à parâmetros físicos, perfis de resistividade e sônico. As imagens dos perfis de poços são altamente afetadas pela velocidade de perfilagem, tensão do cabo, peso da lama, tipo de lama e outros problemas relacionados a dinâmica de perfilagem.

3.1 Ferramentas de imagem acústica

As ferramentas de imagem acústica atuais são a evolução do Televiewer acústico lançado pela Mobil Oil em 1968 e hoje entregam imagens de amplitude acústica e de tempo de trânsito para poços abertos e revestidos com diâmetros que variam desde 5 in até 21 in. Com a possibilidade de operar em poços perfurados com fluido condutivo e fluido não condutivo, as ferramentas acústicas entregam imagens com cobertura de 100% da parede do poço e se consolidam como uma maneira eficaz de detectar fraturas, falhas e vugos (PRENSKY, 1999, LAGRABA *et al.*, 2010).

O mecanismo responsável pelos 360° de cobertura da parede do poço é o transdutor ultrassônico que gira ininterruptamente durante a perfilagem, emitindo

pulsos ultrassônicos e medindo a reflexão desses pulsos na parede do poço. A amplitude do pulso recebida é usada para criar uma imagem de amplitude. Em tempo real, uma célula mede o tempo de trânsito do fluido do poço e a impedância do fluido. O tempo de trânsito do fluido é usado para corrigir as medidas internas de *radius* (diâmetro do poço) e a impedância acústica como um monitor de controle de qualidade (Figuras 10 e 11) (Schlumberger, 2002).

Em virtude do alto peso do fluido de perfuração é recomendado o uso de uma proteção de Teflon, a fim de evitar a atenuação do sinal por consequência do peso do fluido.

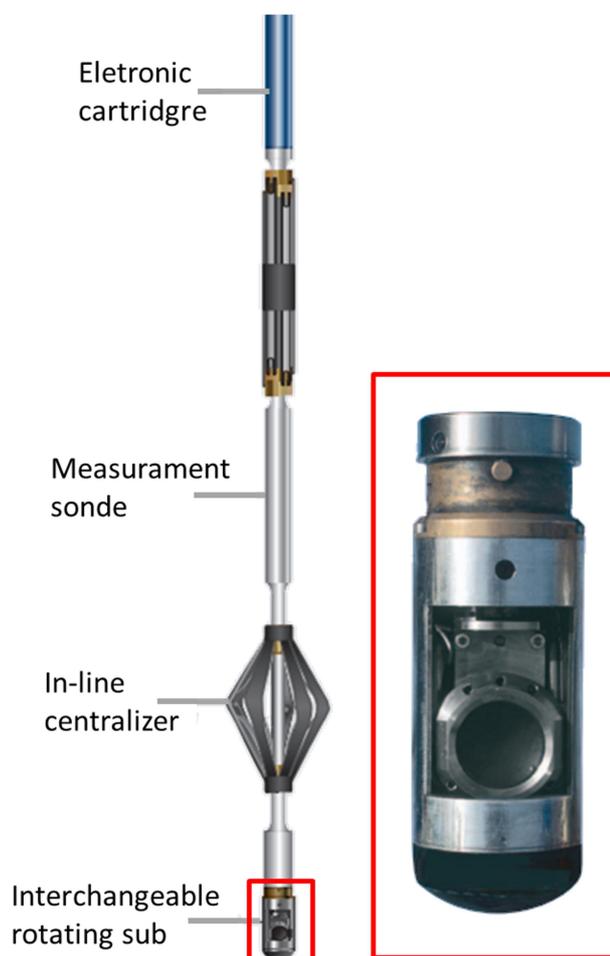


Figura 10 – Esquema da ferramenta de imagem acústica UBI da Schlumberger e transdutor. Fonte: Schlumberger (2002).

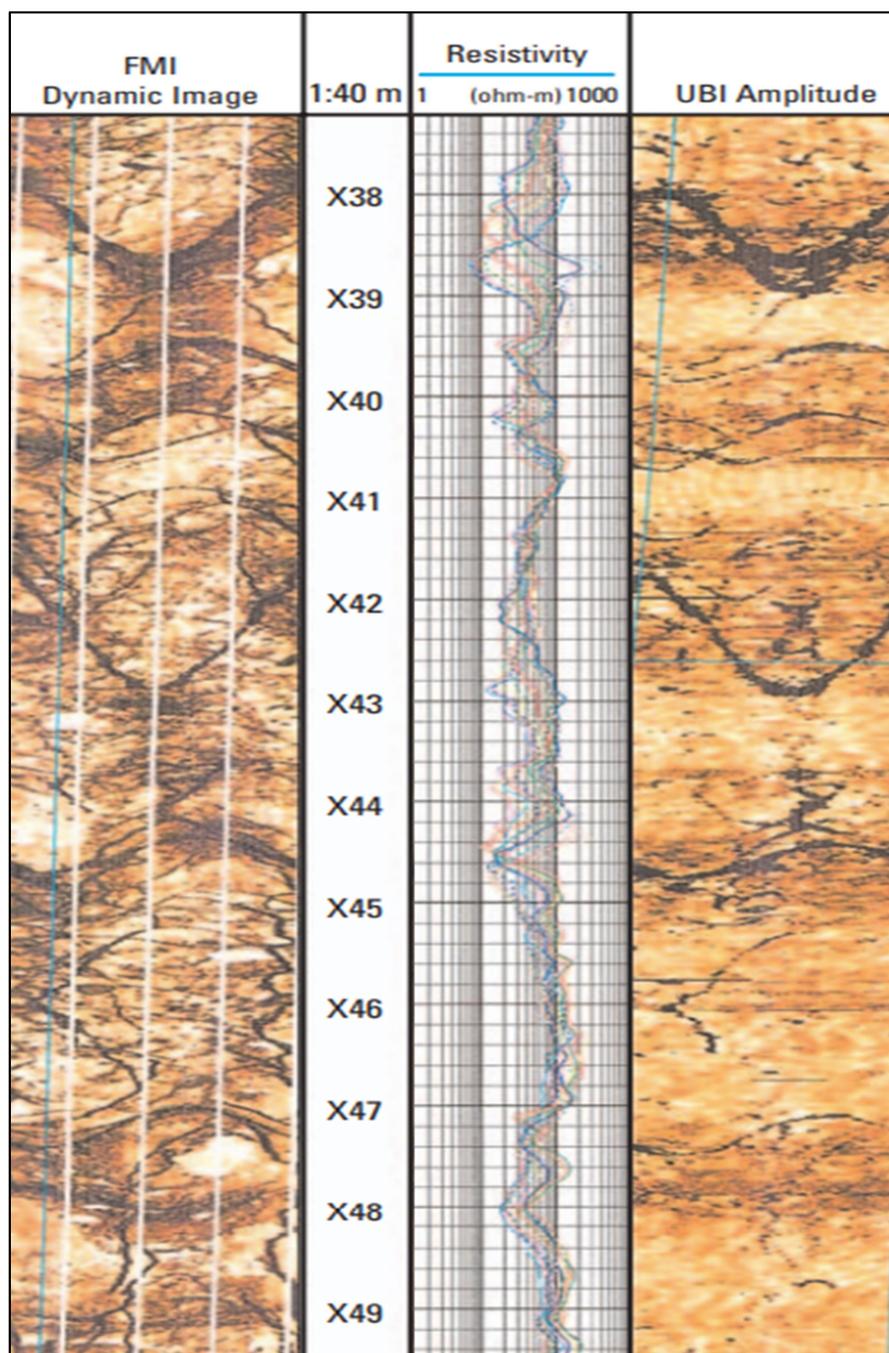


Figura 11 – Imagens de resistividade da ferramenta FMI e imagem acústica de amplitude da ferramenta UBI, ambas da companhia Schlumberger. Nestas imagens é possível observar um conjunto de fraturas naturais abertas e fechadas, além de fraturas induzidas. Trilhas: 1) Imagem resistiva dinâmica da ferramenta FMI da companhia Schlumberger; 2) Profundidade; 3) Resistividade; 4) Imagem acústica de amplitude da ferramenta UBI da companhia Schlumberger. Fonte: Schlumberger (2002).

3.2 Ferramentas de imagem resistiva

As ferramentas de imagem resistivas evoluíram a partir do *dipmeter*, de modo que essas ferramentas possuem uma estrutura semelhante a esta ferramenta, com 4 a 6 braços articulados e flexíveis que podem operar em poços desde 6 ¾ até 21 in de diâmetro. Na extremidade de cada braço estão os patins, que ficam em contato direto com a parede de poço. Cada patim por sua vez possui de 4 a 24 sensores que são os responsáveis pelas leituras de resistividade. Com os patins pressionados sobre a parede do poço são feitas as leituras de resistividade, através da corrente que é injetada na formação (Figura 12) (PRENSKY, 1999, LAGRABA *et al.*, 2010).

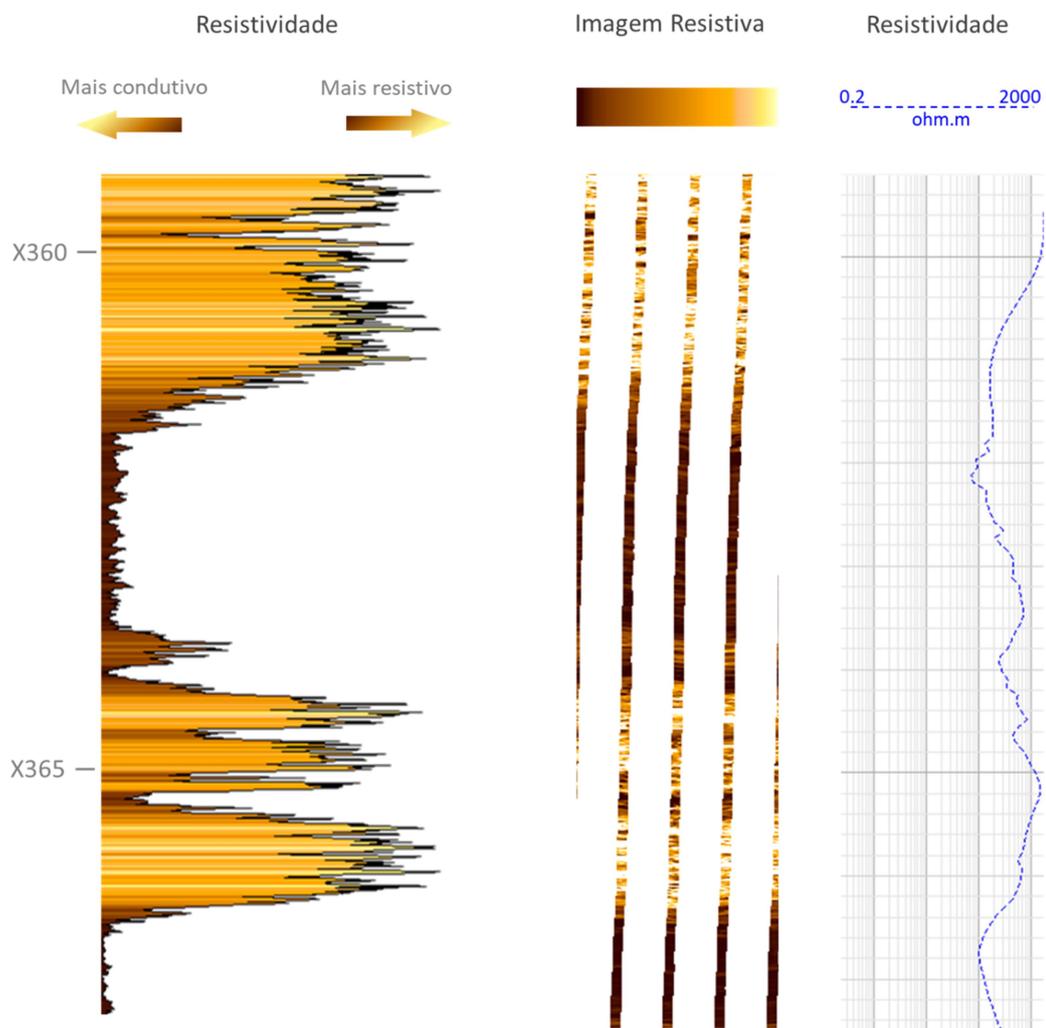


Figura 12 – A esquerda, média dos valores de resistividade medidos pela ferramenta de imagem OBMI, no centro a imagem relativa a este intervalo, e a direita a resistividade medida pela ferramenta AIT no poço A. Fonte: a autora.

As ferramentas de resistividade são divididas em ferramentas para poços perfurados com fluido não condutivo (WBM – *Water Based Mud*) e para poços perfurados com fluido condutivo (OBM – *Oil Based Mud*). As ferramentas para poços com fluido condutivo foram as primeiras a serem desenvolvidas, como o FMS da empresa Schlumberger em 1986, que era constituído por 4 braços, porém possuía apenas 2 patins. Ao longo dos anos foram desenvolvidas outras ferramentas de imagem resistiva, com maior número de patins e sensores, com o intuito de atenderem os mais diversos cenários. Em 1988, essa ferramenta foi adaptada para quatro patins, dobrando a cobertura do poço. Já em 1991, foi lançado o *formation microscanner* (FMI) com 4 patins e 4 *Flaps* (*Flap* – considerado um patim dobrável) e 192 sensores (Figuras 13 e 14). Contudo, o grande desafio foi o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de operar em poços perfilados com fluido base óleo, de modo que apenas em 2001 foi lançada no mercado a ferramenta OBMI da Schlumberger com 4 patins e 5 sensores, capaz de operar neste tipo de fluido (PÖPPELREITER *et al.*, 2010).

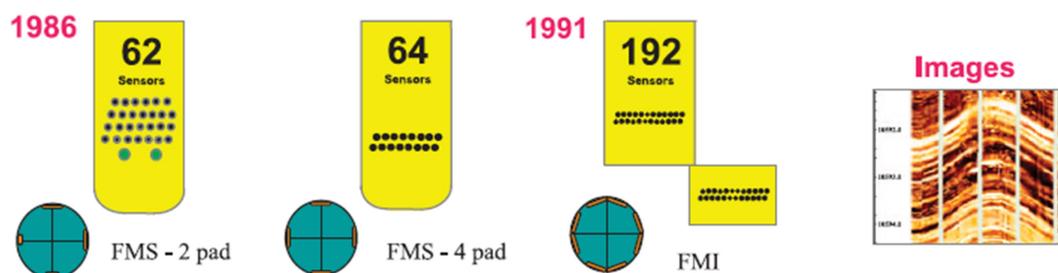


Figura 13 – Evolução do FMS até Fullbore Formation MicroImager (FMITM, Schlumberger) nos últimos 34 anos.; FMS = formation microscanner. Fonte: Pöppelreiter *et al.* (2010).

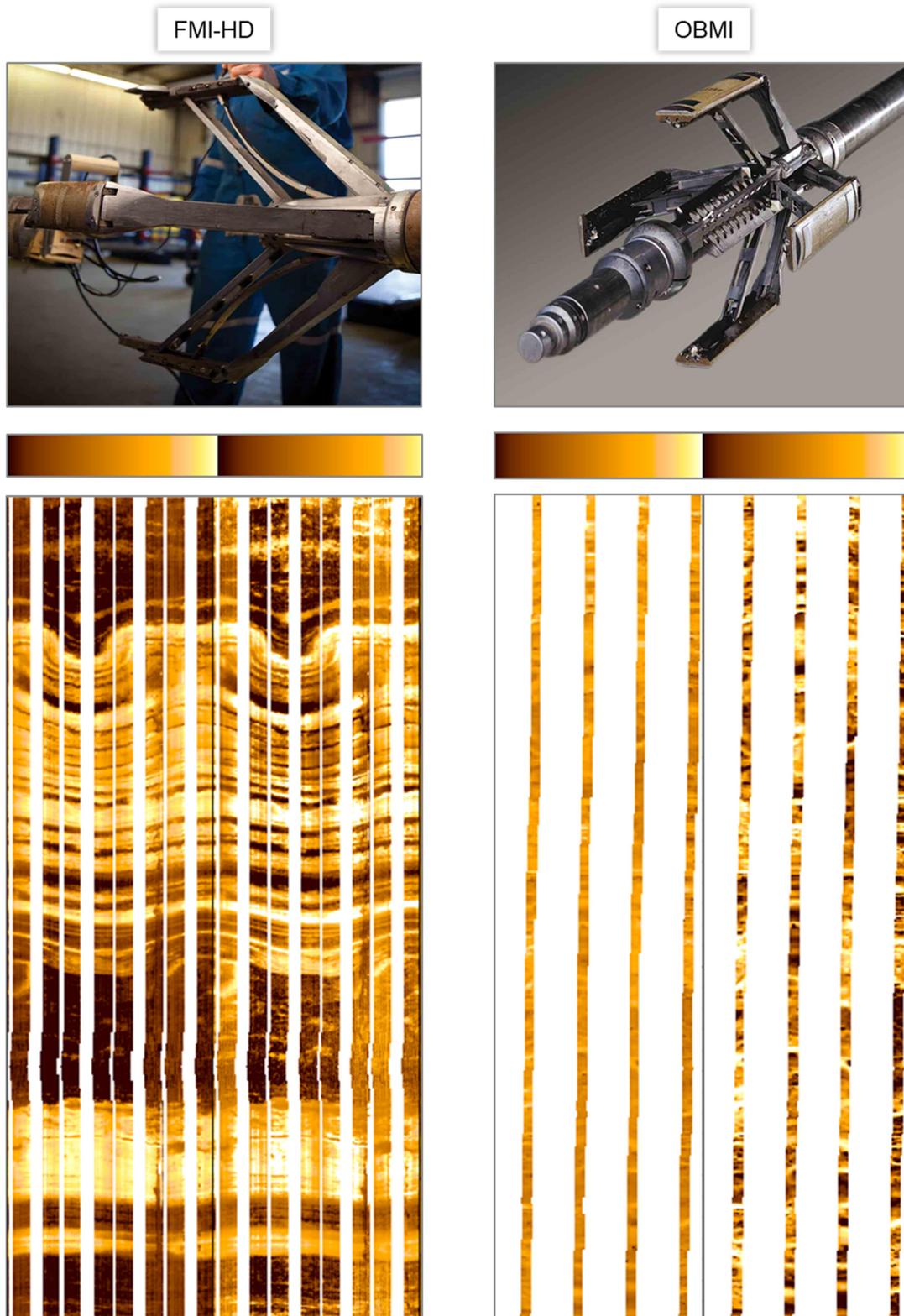


Figura 14 – Exemplos de poços analisados neste estudo mostrando a diferença de cobertura entre as ferramentas FMI-HD (esquerda) usada no poço B e OBMI (direita) usada no poço D. Fontes: Schlumberger (2006); Schlumberger (2013) e a autora.

3.2.1 Ferramentas de imagem resistiva para fluido condutivo

As ferramentas de imagem resistiva para fluido condutivo, ou seja, fluido base água (WBM – *Water Based Mud*) possuem de 4 a 6 braços articulados, com 6 a 8 patins na sua extremidade. Cada patim possui de 24 a 25 sensores, totalizando entre 144 a 192 leituras azimutais. Na ferramenta FMI-HD, cada braço possui um patim e um *flap* (um patim dobrável), duplicando a cobertura do poço.

O fluxo de corrente elétrica é medido individualmente por cada sensor, sendo este gerado a partir da diferença de voltagem entre os eletrodos de retorno e os sensores nos patins. Para que a ferramenta funcione corretamente, o eletrodo de retorno e os patins devem ser separados por um isolante elétrico (Figuras 15 e 16) (Schlumberger, 2013).

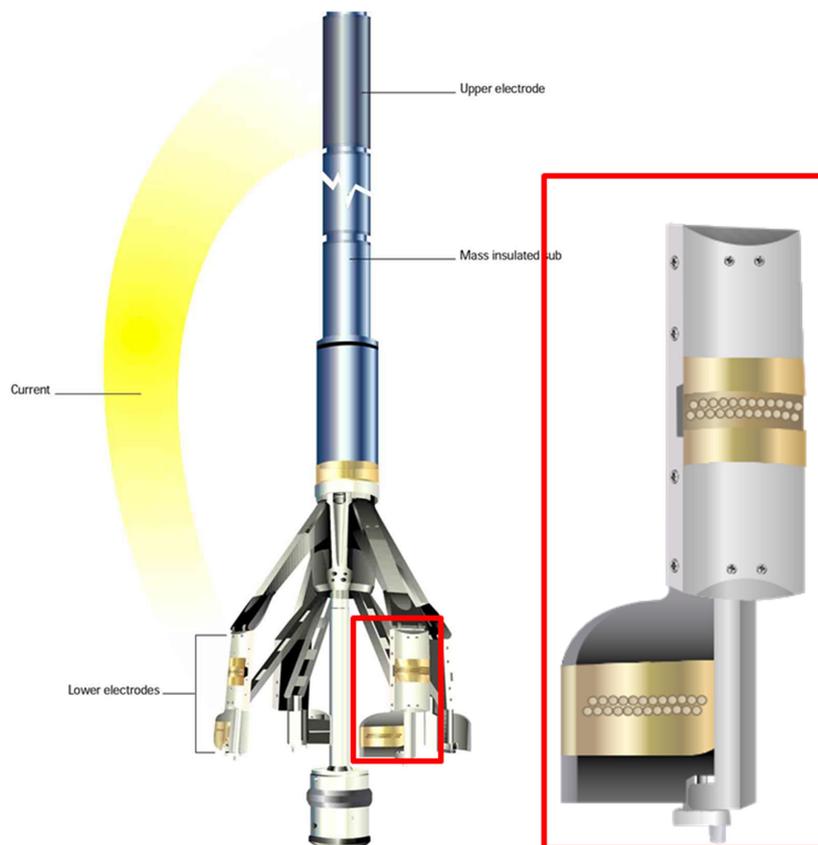


Figura 15 – Ferramenta de imagem resistiva para fluido condutivo (WBM) FMI-HD da Schlumberger. Na figura é possível observar o conjunto formado pelo *Pad* e *Flap* com seus sensores, dobrando a porcentagem de cobertura do poço. Fontes: Schlumberger (2013).

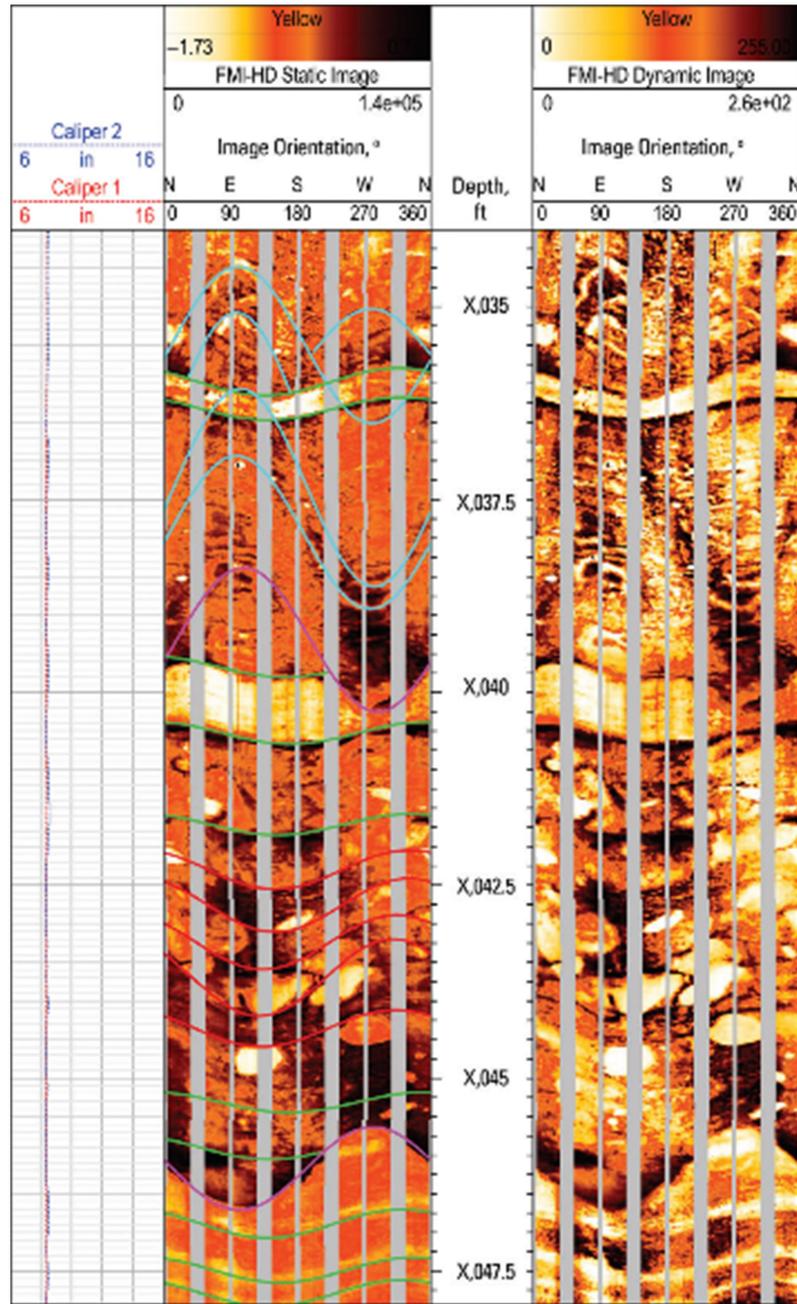


Figura 16 – Imagens do FMI-HD adquiridas em um poço no sul do México. Nesta imagem diversas feições geológicas podem ser observadas, como camadas laminadas, conglomerados e falhas, cortando os mesmos. Fonte: Schlumberger (2013).

3.2.2 Ferramentas de imagem resistiva para fluido não condutivo

As ferramentas de imagem resistiva desenvolvidas para fluido sintético não condutivo (OBM – *Oil Based Mud*) possuem eletrodos injetores e sensores localizados no mesmo patim, separados somente por um isolante. Em contato direto com a parede do poço, os eletrodos injetam uma corrente alternada que cria uma diferença de potencial, gerando um fluxo de corrente elétrica na formação, que por sua vez é medida pelos sensores (Figura 17). Voltagens da ordem de mega-hertz são aplicadas entre os injetores e receptores para que a corrente possa fluir pela formação mesmo em fluidos não condutivos.

Na geometria dessas ferramentas os eletrodos injetores localizam-se nas extremidades do patim e os sensores receptores no centro. Devido ao menor número de sensores por patim, as imagens resultantes possuem menor resolução, quando comparadas as ferramentas para fluido condutivo e recobrem uma menor área da parede do poço (Figuras 17, 18 e 19) (Schlumberger, 2006).

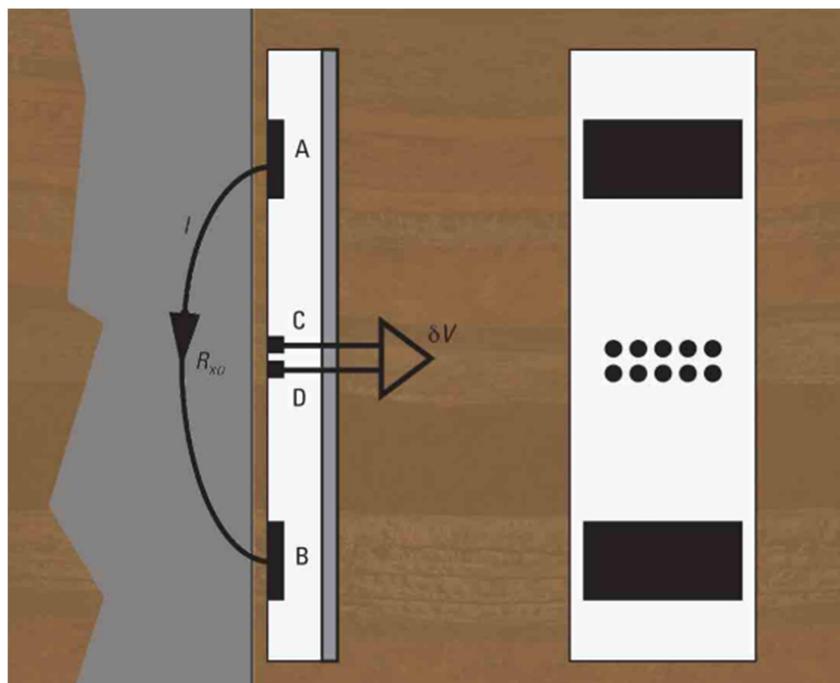


Figura 17 – A ferramenta de imagem resistiva para fluido não condutivo OBMI da Schlumberger possui cinco pares de sensores e dois eletrodos de injeção. Na figura é possível ver o caminho da corrente entre os eletrodos A e B, medida pelos sensores C e D. Fonte: Schlumberger (2006).



Figura 18 – Ferramenta de imagem resistiva para fluido não condutivo (OBM) OBMI da Schlumberger.
 Fonte: Schlumberger (2006).

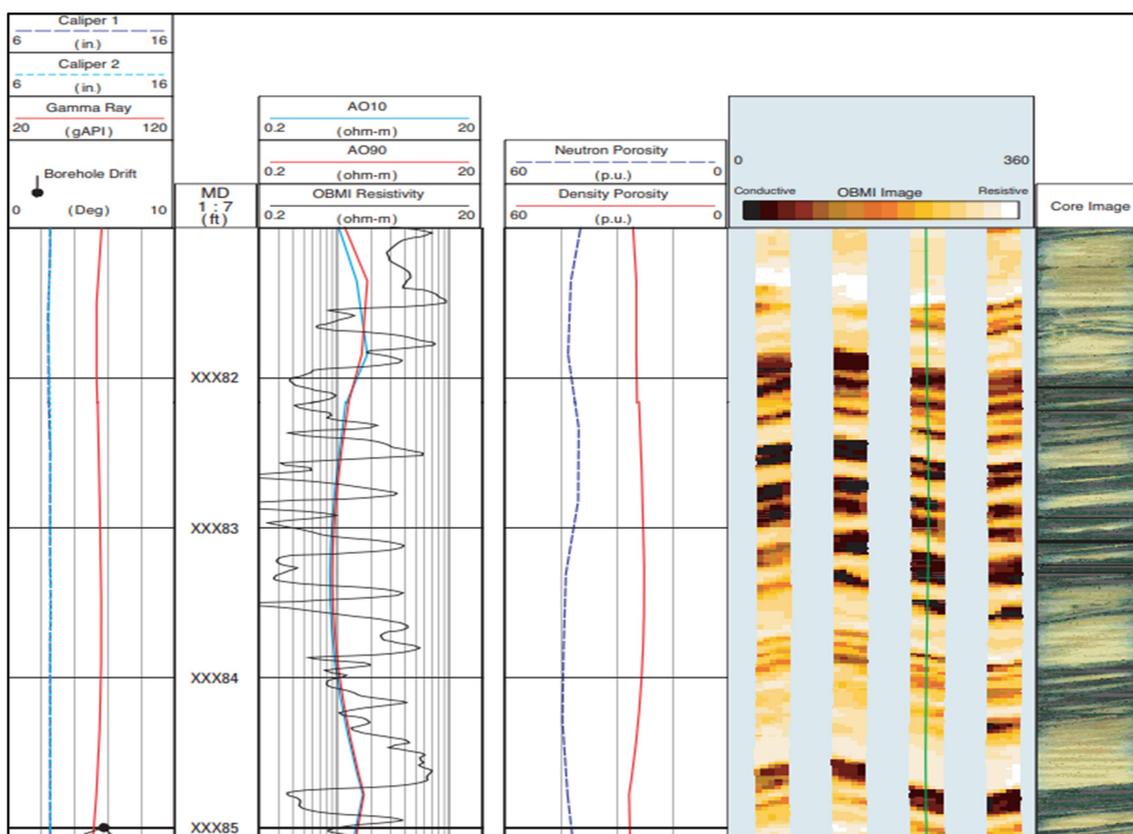


Figura 19 – Imagens resistivas da ferramenta OBMI da companhia Schlumberger adquiridas em um poço no Golfo do México, onde é possível notar a excelente correspondência entre a imagem resistiva e a fotografia ultravioleta do testemunho, além dos perfis convencionais. Fonte: Schlumberger (2006).

4. Artefatos de imagem

Artefato de imagem é qualquer feição que ocorre na imagem e não corresponde as características geológicas das rochas perfiladas ao longo do poço, podendo estar relacionado a problemas na ferramenta, ao mal uso, a montagem incorreta ou ser gerado durante o processamento. Alguns artefatos são possíveis de resolver com o processamento outros não. Esses artefatos podem ser visualizados como feições ou ruídos que impossibilitam a interpretação e o uso das imagens obtidas.

Os artefatos encontrados nas imagens podem ser resultantes de possíveis problemas internos da ferramenta, derivados de uma montagem inapropriada da ferramenta e/ou relativos à má configuração do sistema de perfilagem.

Os artefatos também podem ser gerados por consequência das condições do poço, principalmente afetando as imagens acústicas cuja leituras refletem a parede do poço, de modo que qualquer marca na parede ou arrombamento podem gerar feições de caráter não geológico nas imagens.

A seguir é apresentada uma série de artefatos e discutido suas causas nos perfis de imagem da área de estudo.

4.1 Estica (*stick*) e puxa (*pull*)

O artefato *stick and pull* pode ser gerado quando há um aumento na tensão do cabo durante a perfilagem, gerando uma prisão momentânea em um ponto, fechamento do calíper do poço ou quando a força aplicada aos patins (*pad force*) é configurada de forma incorreta. Quando há um aumento súbito na força de fricção entre a parede do poço e a ferramenta, esta fica momentaneamente presa em uma determinada profundidade e, em seguida, desprende-se de maneira abrupta. Com isso, há um salto na profundidade, gerando um intervalo onde não há qualquer leitura. Este artefato é denominado *stick and pull*, justamente por ser um esticão na imagem. A Figura 20 mostra um artefato desse observado no poço A. Também é possível reconhecer nesta figura a ocorrência de sucessivos *stick and pulls* de menor escala. Esse artefato é denominado como *pseudo stick and pull* por ter sua origem associada a amplitude das ondas do mar que afetam o sistema de perfilagem

durante a aquisição, conferindo uma aparência em blocos nas imagens (Fornero et al., 2019).

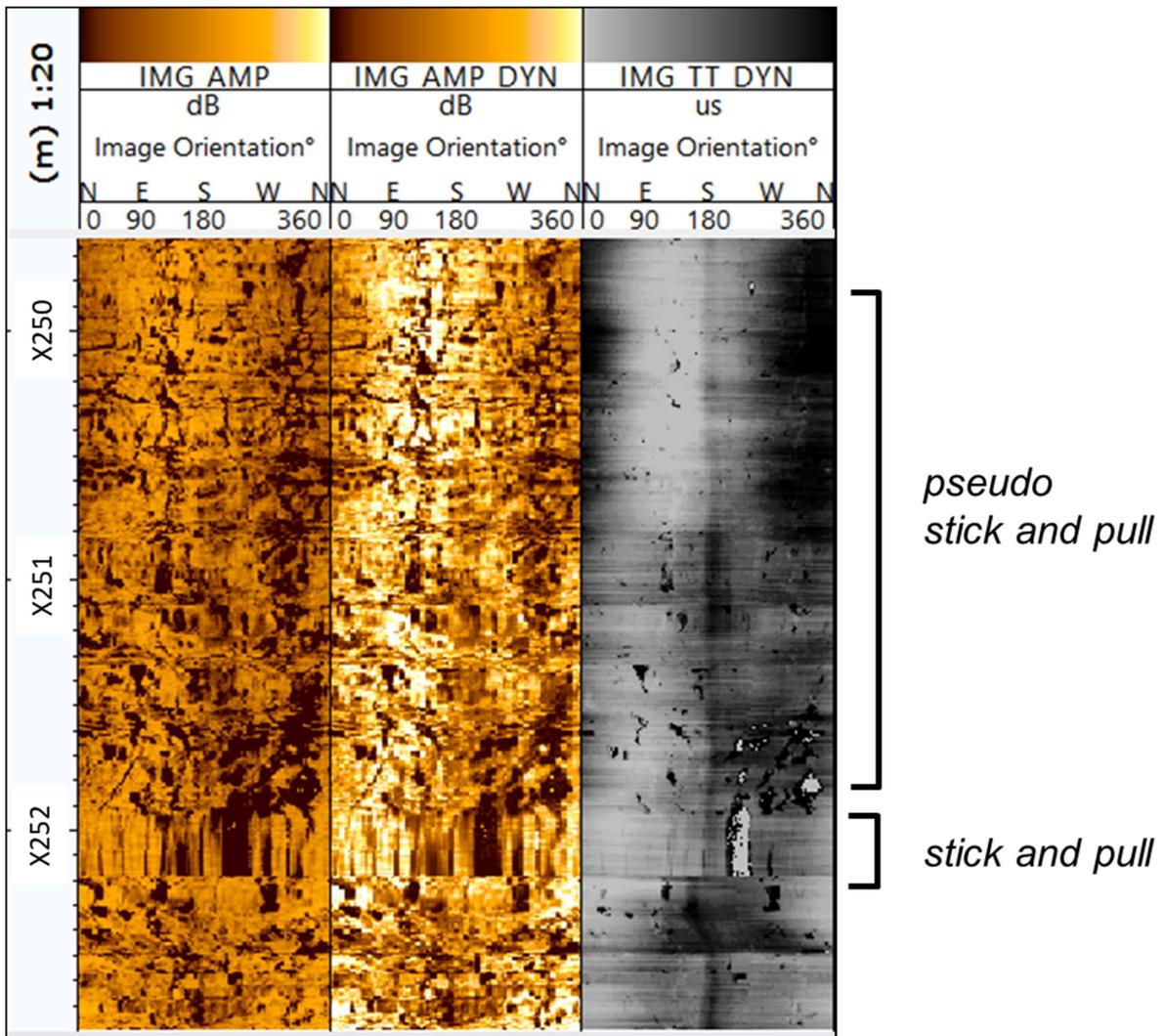


Figura 20 – Imagem acústica UBI do poço A exibindo intervalos sem aquisição de dado devido a *stick and pull*. Fonte: a autora.

4.2 Key Seat

O *key seat* é um artefato que ocorre quando o cabo da ferramenta de perfilagem arrasta e deixa suas marcas na parede do poço. Este artefato é observado nos perfis de imagem acústica como uma marca perpendicular, escura e contínua, mostrando um arraste (Figura 21). Não é possível corrigir este artefato com processamento e para evitá-lo é necessário uma melhor centralização da ferramenta para que o cabo não arraste na parede do poço.

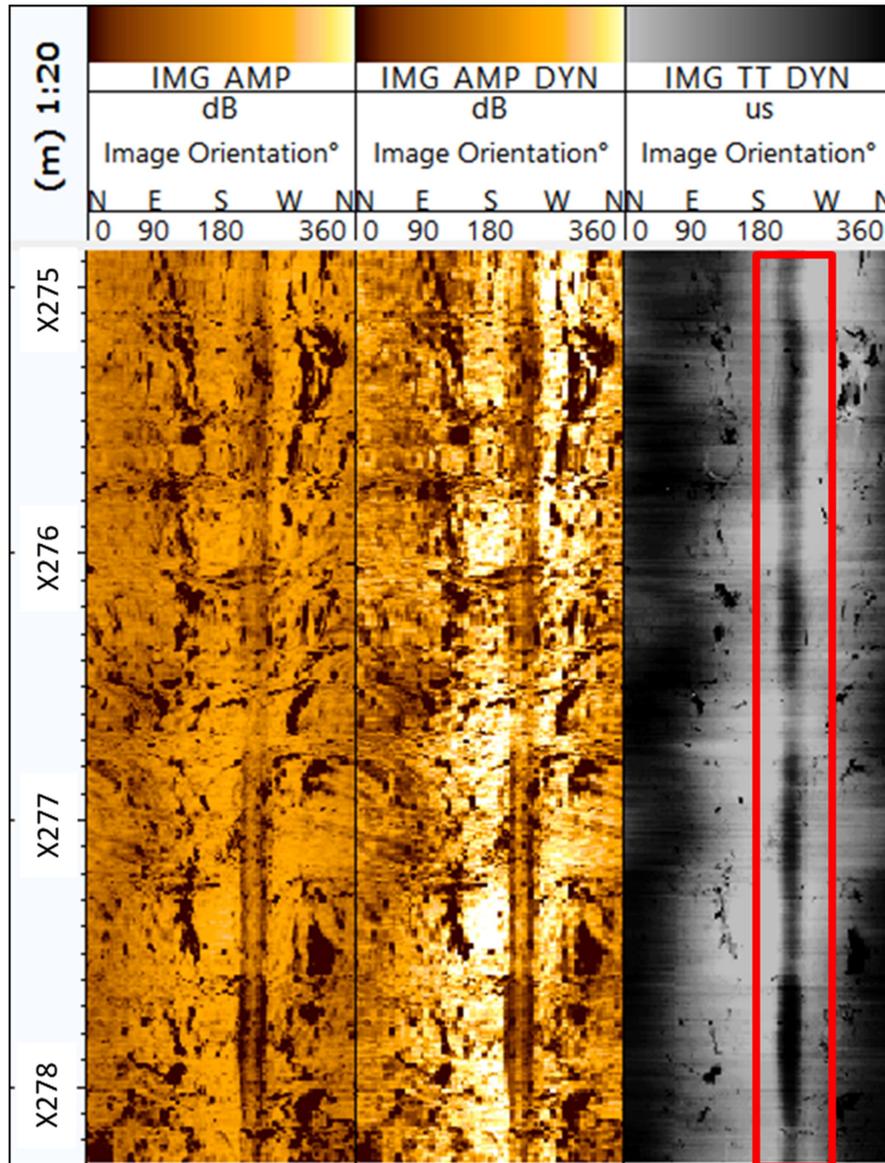


Figura 21 – Imagens acústicas de amplitudes estática e dinâmica e de tempo de trânsito em um intervalo no poço A exibindo marca de arraste do cabo (retângulo vermelho), escala 1:20m. Fonte: a autora.

4.3 Marcas das corridas anteriores

Toda ferramenta de perfilagem que precise de um contato com a parede do poço deixa marcas no reboco durante as corridas. Como as ferramentas de imagem acústicas leem a parede do poço, é possível observar as marcas deixadas pelos patins da ferramenta de imagem resistiva, os pontos de coleta de amostras laterais e os pontos de tomada de teste de pressão e de coleta de fluido. Essas marcas podem tanto ajudar como atrapalhar a interpretação dos perfis de imagem como, por exemplo, as marcas de coleta de amostras laterais são de grande importância para

ajuste de profundidades entre diferentes corridas, para correlacionar as amostras laterais aos perfis de poços, assim como na identificação e calibração de fácies. A Figura 22 mostra as marcas deixadas pelas coletas de amostras laterais nos perfis de imagem no poço B. Por outro lado, as marcas dos patins deixadas pela passagem da ferramenta de imagem, como mostrado na Figura 23 do poço D, podem encobrir feições de interesse e dificultar a interpretação.

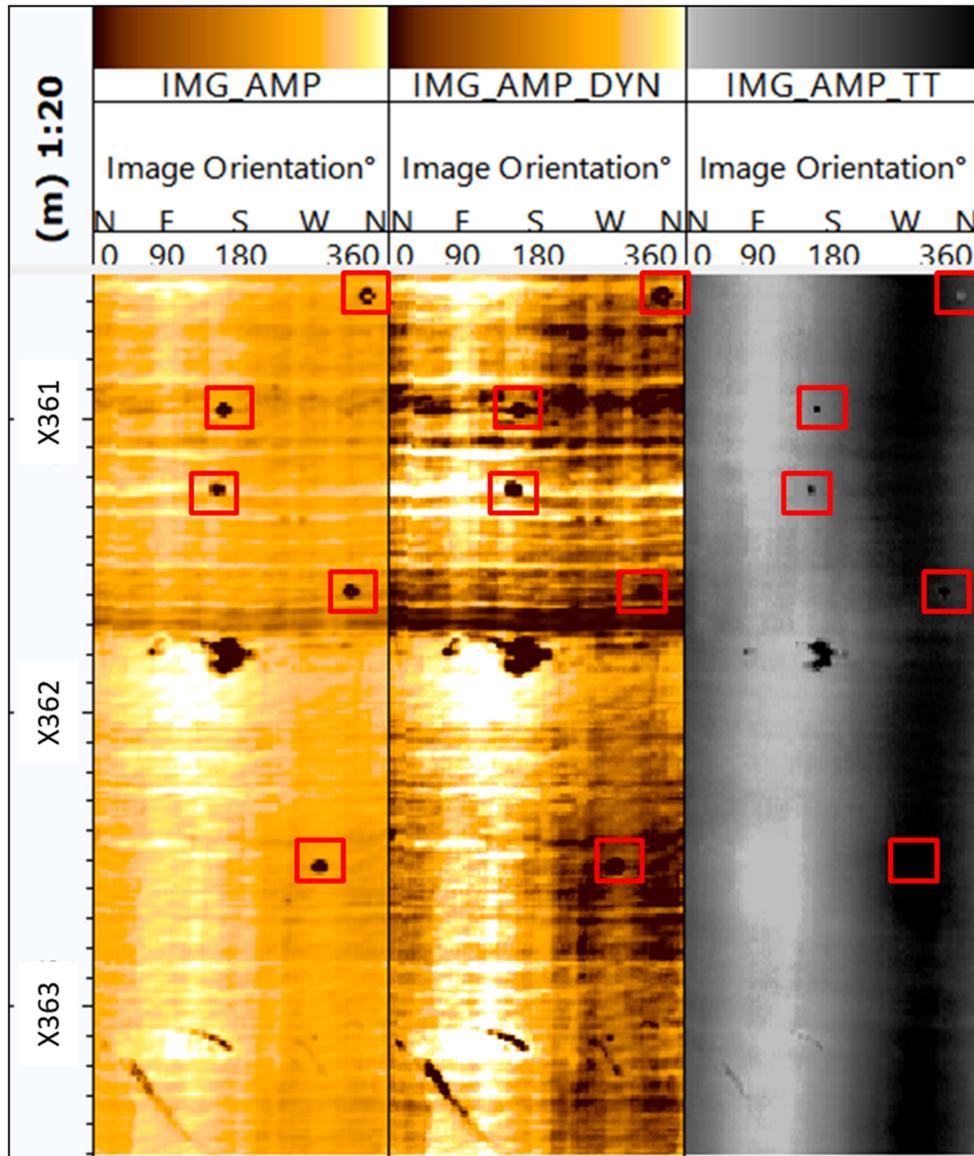


Figura 22 – Imagem acústica de amplitude e de tempo de trânsito do poço B exibindo marcas de furo (quadrados vermelhos) que são correspondentes aos pontos de coleta de amostra lateral, em escala 1:20m. Fonte: a autora.

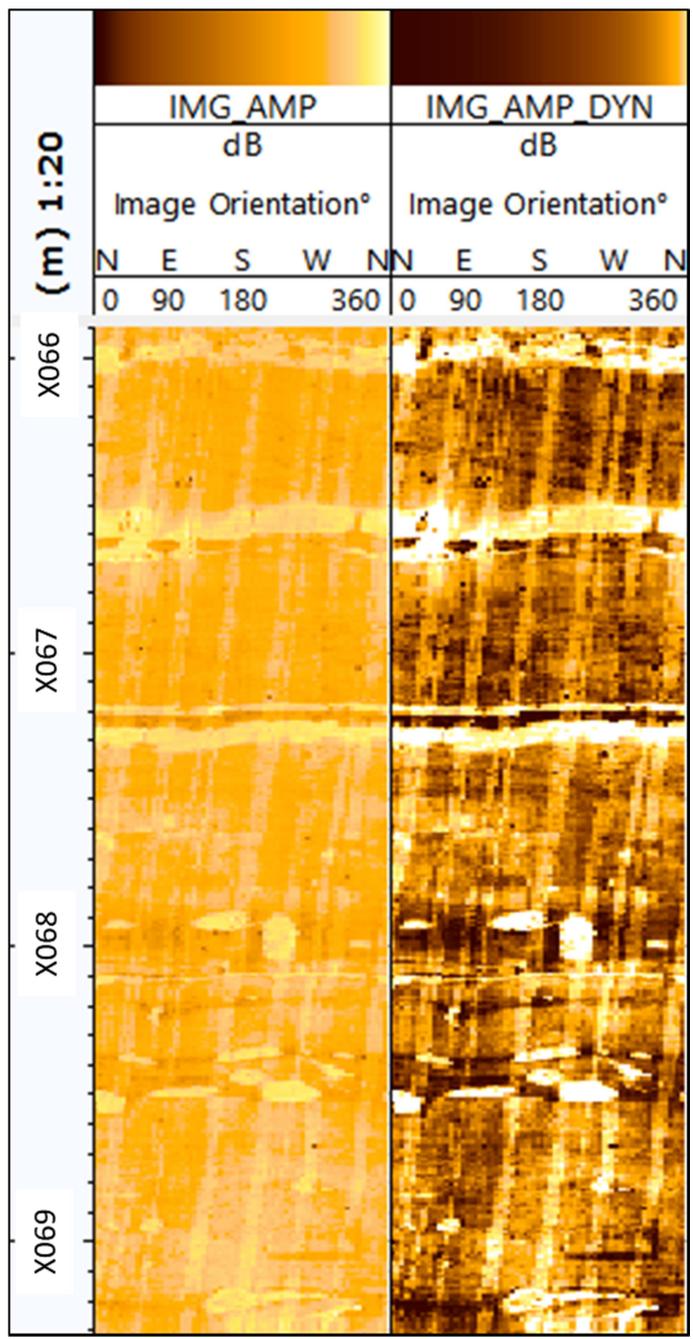


Figura 23 – Imagem acústica de amplitude do poço D exibindo marcas de arraste dos patins das ferramentas de imagem resistiva, em escala 1:20m. Fonte: a autora.

4.4 Influência de rochas ígneas nos magnetômetros

Na presença de elementos magnéticos nas rochas perfiladas, como no caso de rochas ígneas, os magnetômetros podem ter suas leituras corrompidas. Com os magnetômetros comprometidos, os dados de orientação são diretamente afetados, gerando problemas na orientação das imagens. A presença desses elementos magnéticos gera artefatos como as observados nos poços C e D, mostrados respectivamente nas Figuras 24 e 25.

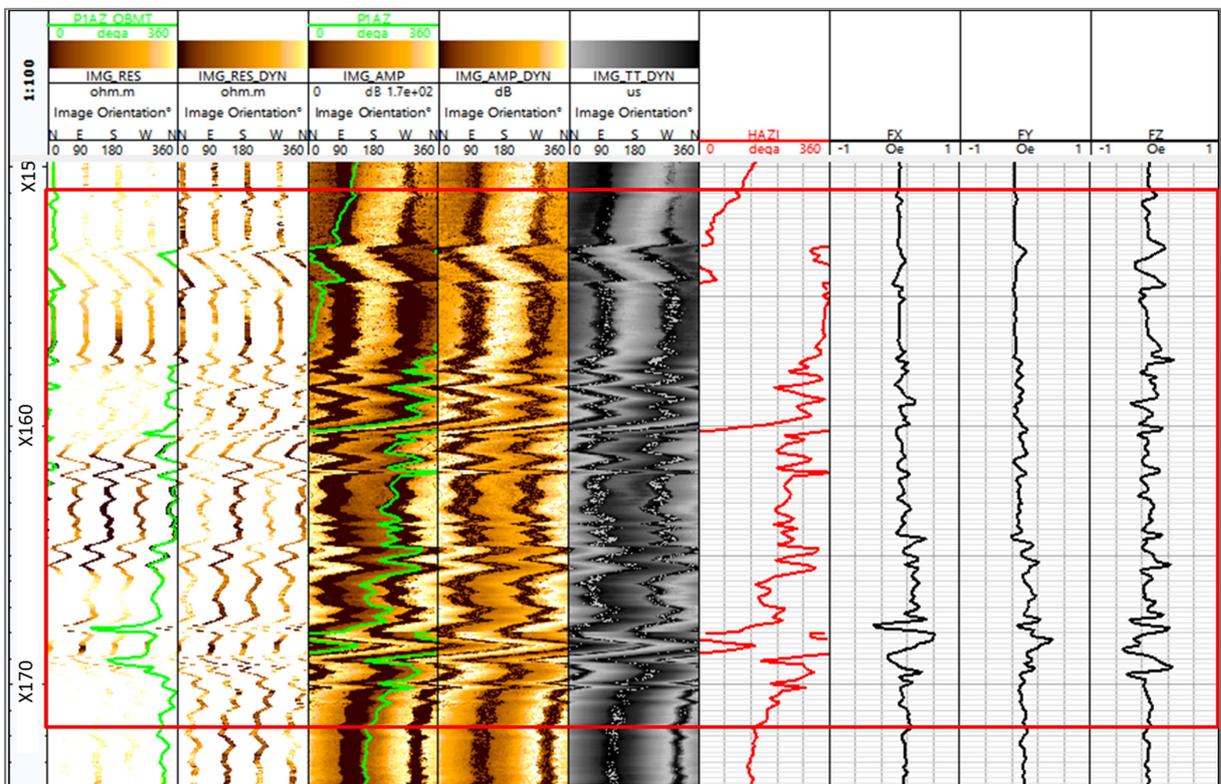


Figura 24 – Intervalos de rochas ígneas do poço C exibindo interferência magnética nos dados dos magnetômetros destacados em vermelho. Trilhas: 1) Profundidade em escala 1:100 m; 2) Imagem resistiva estática (IMG_RES) e azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 3) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP) e azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); 4) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 5) Imagem acústica de tempo de trânsito (IMG_TT); 6) Azimute do poço (HAZI); 7) Magnetômetro no eixo X (FX); 8) Magnetômetro no eixo Y (FY); 9) Magnetômetro no eixo Z (FZ). Fonte: a autora.

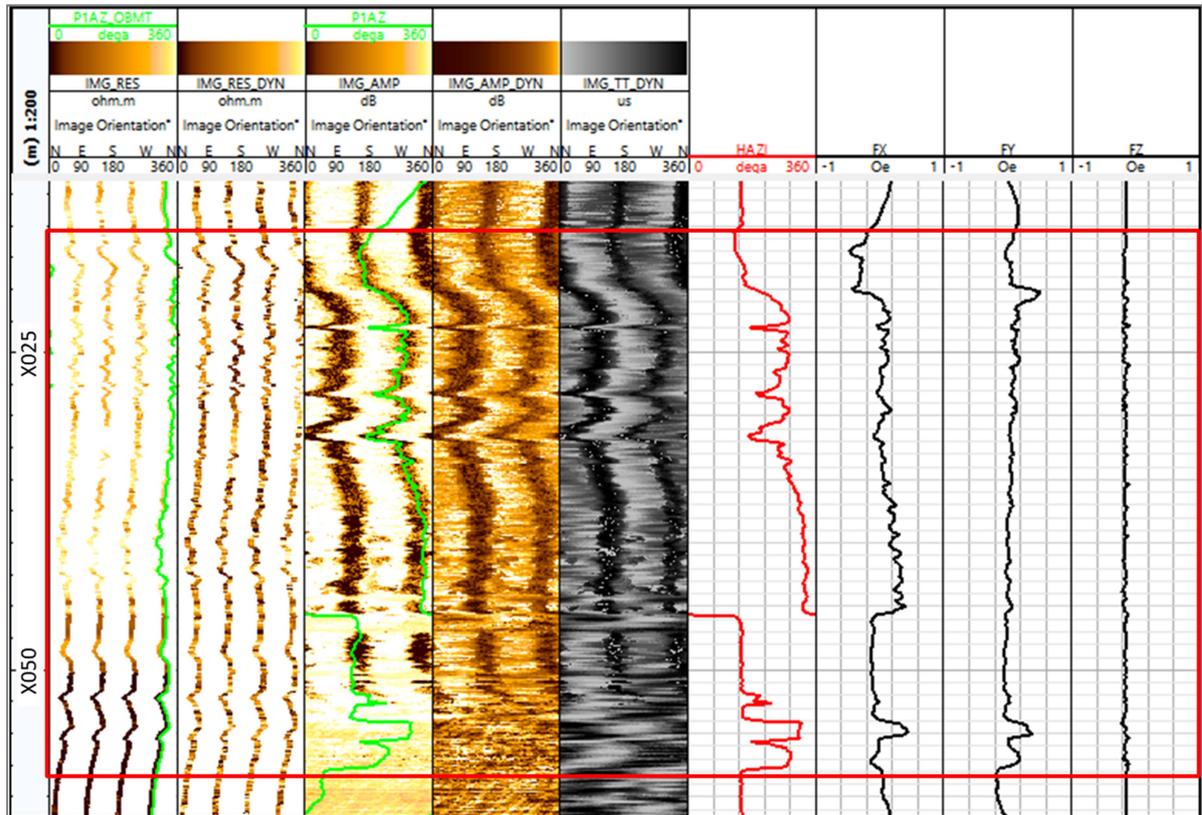


Figura 25 – Intervalos de rochas ígneas do poço D exibindo interferência magnética nos dados dos magnetômetros destacados em vermelho. Trilhas: 1) Profundidade em escala 1:200; 2) Imagem resistiva estática (IMG_RES) e Azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 3) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP) e azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); 4) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 5) Imagem acústica de tempo de trânsito (IMG_TT_DYN); 6) Azimute do poço (HAZI); 7) Magnetômetro no eixo X (FX); 8) Magnetômetro no eixo Y (FY); 9) Magnetômetro no eixo Z (FZ). Fonte: a autora.

5. Metodologia

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizados dados de poços fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) e seções sísmicas de um levantamento sísmico disponibilizados pela Equinor. Os dados de poços utilizados foram submetidos a controles de qualidade e controles de profundidade, e quando necessário, esses dados foram processados a fim de se obter um dado mais preciso para a interpretação.

A metodologia e os procedimentos utilizados são apresentados em ordem cronológica, a fim de elucidar e detalhar problemas encontrados e como foram resolvidos até a obtenção dos resultados. O fluxograma mostrado Figura 26 sintetiza todos as etapas utilizadas no desenvolvimento do trabalho.

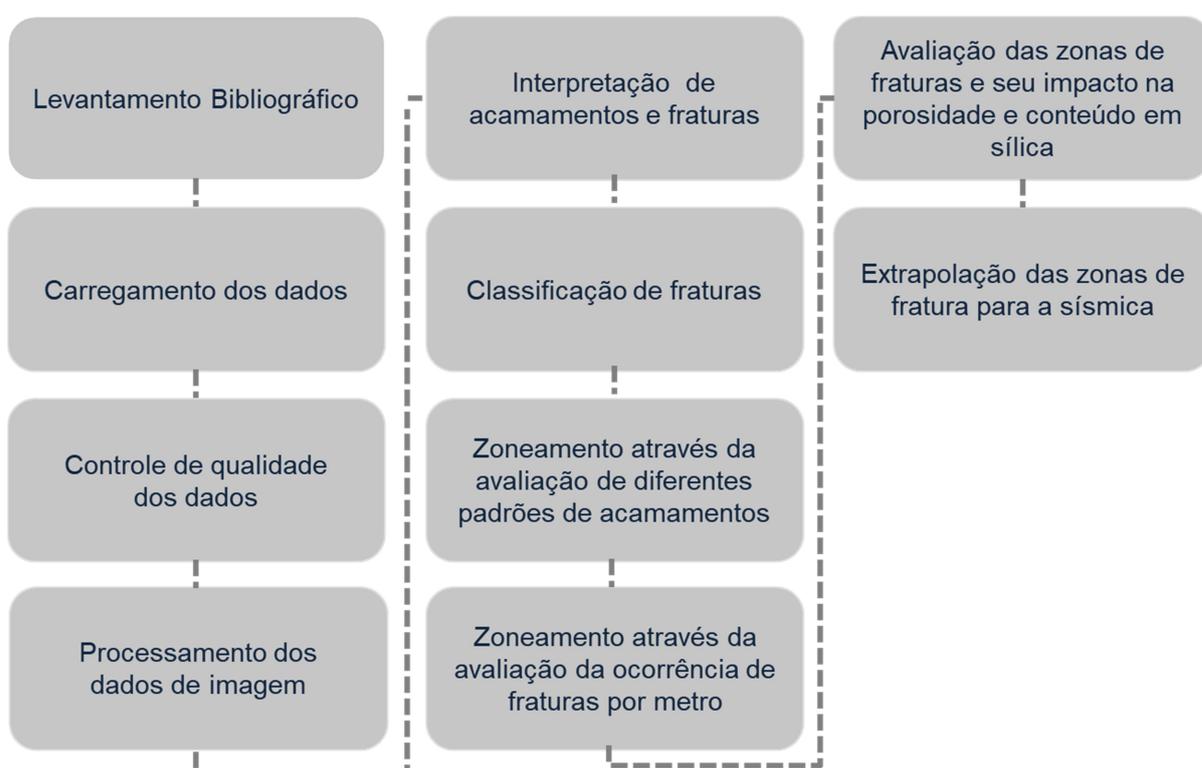


Figura 26 – Fluxograma utilizado para a avaliação das formações dos poços utilizados neste estudo.

Inicialmente foi realizado um controle de qualidade dos dados da área de estudo, assim como um levantamento acerca de quais perfis geofísicos estavam disponíveis por poço (Tabelas 3 e 4). Após este levantamento, foi constatado que somente 4 poços possuem os dados de perfis de imagem. Portanto, no presente trabalho foram utilizados dados de quatro poços da seção pré-sal da Bacia de

Santos, que são mostrados na Figura 27. Em seguida, foram comparadas as informações que constam no relatório de perfilagem e no perfil composto com os dados de perfilagens nos formatos .las e .dlis, a fim de constatar se faltavam ou não arquivos e dados. De maneira semelhante, os dados foram plotados e analisados no software Techlog com o objetivo de analisar se algum perfil geofísico estava corrompido (Figura 28). Também foi executado um controle de qualidade relevante a profundidade, onde as curvas de raios gama relativas a cada corrida de perfilagem foram plotadas e comparadas com a curva de raios gama apresentada no perfil composto, garantindo assim um maior controle na precisão da profundidade (Figura 29).

Tabela 3: Levantamento dos perfis geofísicos disponibilizados na área de estudo.

Poço	Perfis geofísicos							
	GR	Res	Den	Neu	DT	CAL	IMG	NMR
A	X	X	X	X	X	X	X	X
B	X	X	X	X	X	X	X	X
C	X	X	X	X	X	X	X	X
D	X	X	X	X	X	X	X	X
E	X				X			
F	X	X						
G	X	X	X	X	X	X		

Tabela 4: Relatórios e informações adicionais disponibilizados na área de estudo para cada poço.

Poço	Perfil composto	Relatório final de poço	Descrição de lâmina	Descrição de amostra lateral
A	X	X	X	X
B	X	X		X
C	X	X		X
D	X	X		X
E	X	X		
F	X	X		
G	X	X		

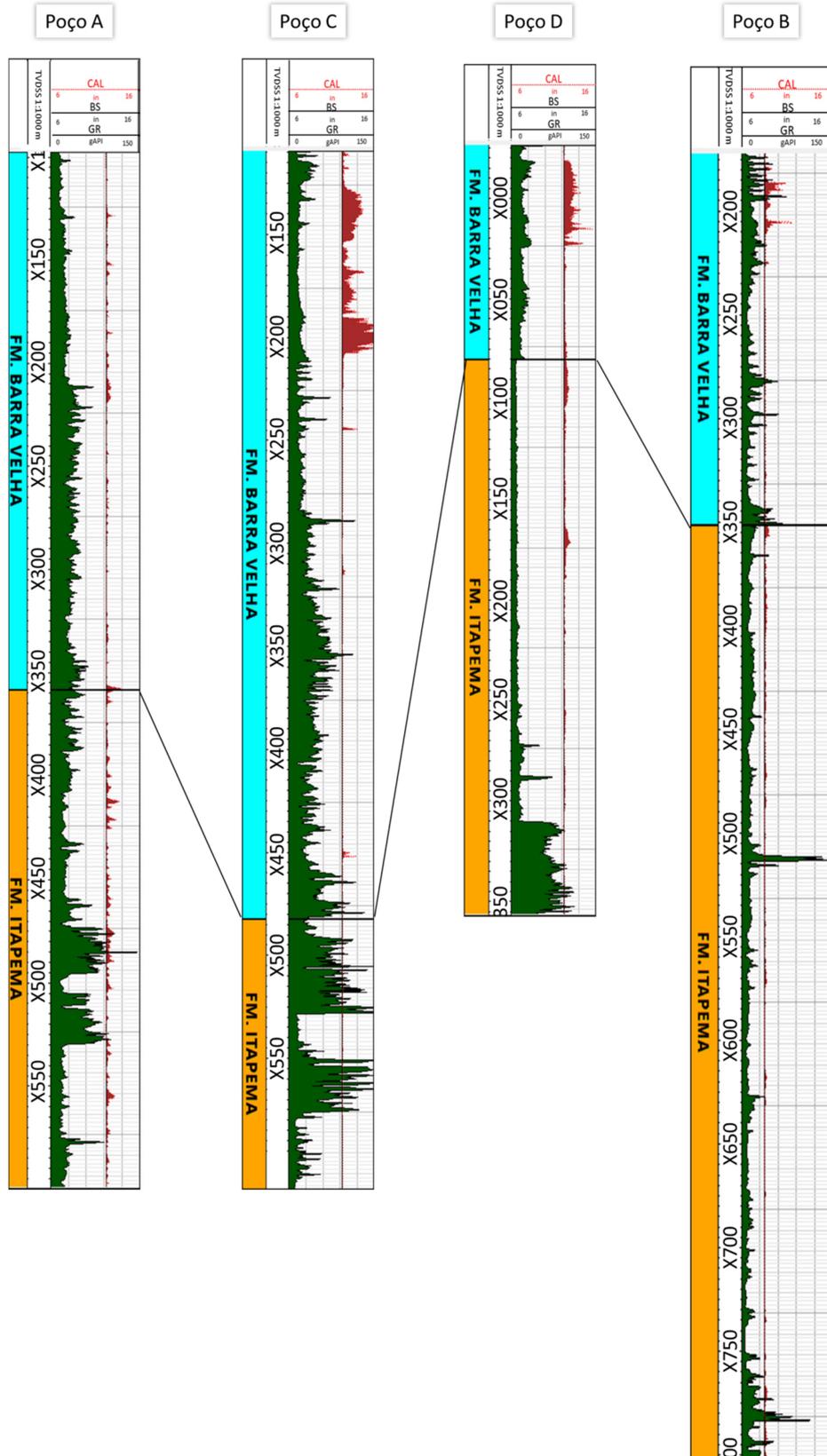


Figura 27 – Zoneamento estratigráfico e os perfis de raios gama (GR), cáliper (CAL) e bit size (BS) dos quatro poços utilizados no presente estudo na escala 1:1000 m. Fonte: a autora.

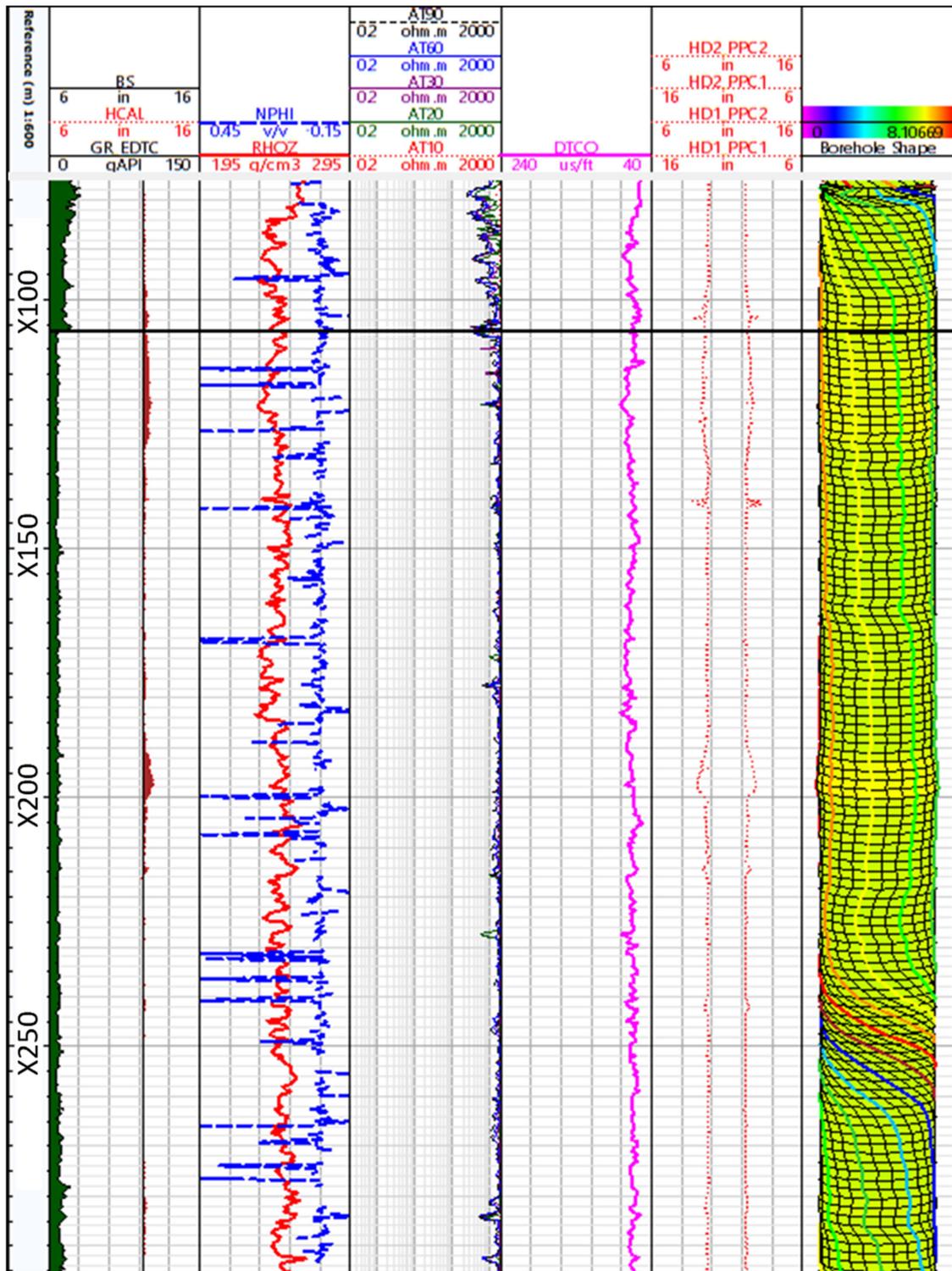


Figura 28 – Controle de qualidade do poço D. Trilhas da esquerda para a direita: 1) Profundidade em escala 1:1000; 2) Perfis de raios gama (GR_EDTC), cáliper (CAL) e diâmetro da broca (BS); 3) Perfis densidade (RHOZ) e Neutrão (NPFI); 4) Perfis resistividades (AT10, AT20, AT30, AT60, AT90); 5) Perfil acústico (DTCO); 6) Perfis de radius (HD1_PPC1, HD1_PPC2, HD2_PPC1, HD2_PPC2); 7) Modelo 3D do formato do poço baseado nas curvas de radius. Fonte: a autora.

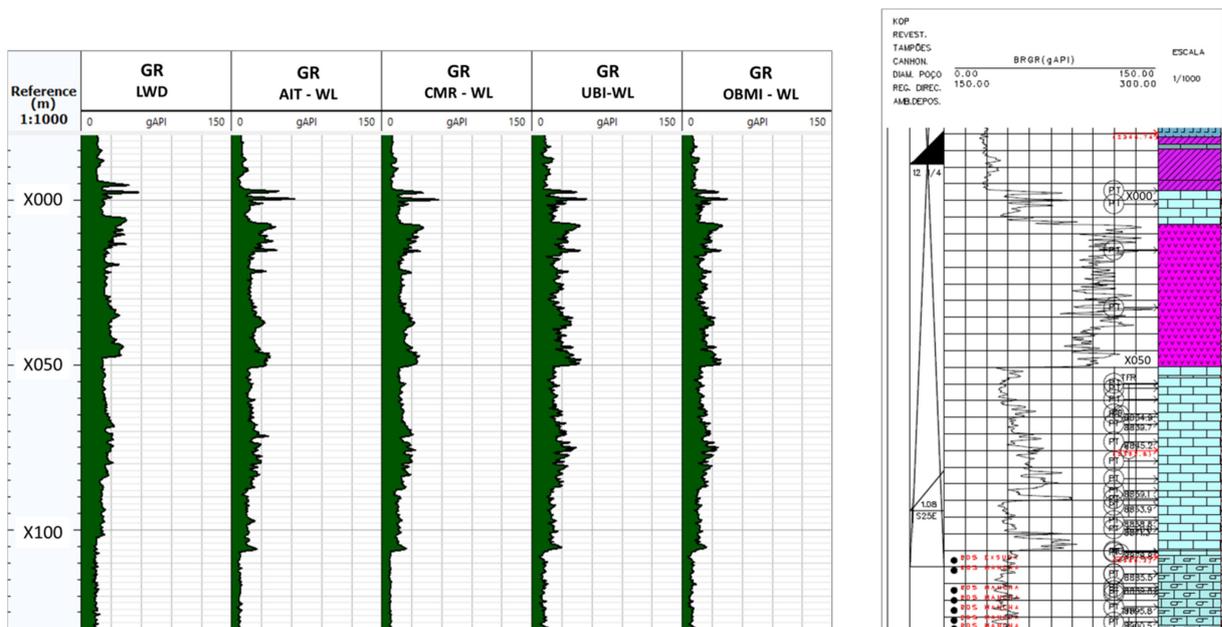


Figura 29 – Controle de qualidade relativo à profundidade dos dados disponibilizados para poço D, onde são comparados perfis de raios gama adquiridos por diferentes ferramentas, com o perfil composto cedido pela ANP. A esquerda, perfis de raios gama em escala 1:100m e a direita trecho do perfil composto para o mesmo intervalo de profundidade. Trilhas: 1) Profundidade; 2) Perfil raios gama adquirido pela ferramenta de LWD; 3) Perfil raios gama adquirido pela ferramenta de *wireline* AIT; 4) Perfil raios gama adquirido pela ferramenta de wireline CMR; 5) Perfil raios gama adquirido pela ferramenta de wireline UBI e 6) Raios Gama adquirido pela ferramenta de wireline OBMI. Fonte: a autora.

Ao realizar o controle de qualidade de profundidade dos dados de imagem do poço B, foi constatado que havia diferença de profundidade em torno de 20cm (-20 cm) em média entre os perfis de raios gama das ferramentas AIT (ferramenta de resistividade) e UBI (ferramenta de imagem acústica). Contudo, ao observar as imagens resistiva e acústica ainda era possível notar que as feições estruturais e geomecânicas ainda se encontravam deslocadas. Por isso, foi decidido fazer um ajuste de profundidade da imagem acústica (ferramenta UBI) em relação a imagem resistiva, através da análise de feições estruturais e geomecânicas como guia. Dessa maneira foram usadas fraturas, breakouts e marcas de furo de amostras laterais como feições guias para o correto posicionamento da profundidade, como é possível observar na Figura 30.

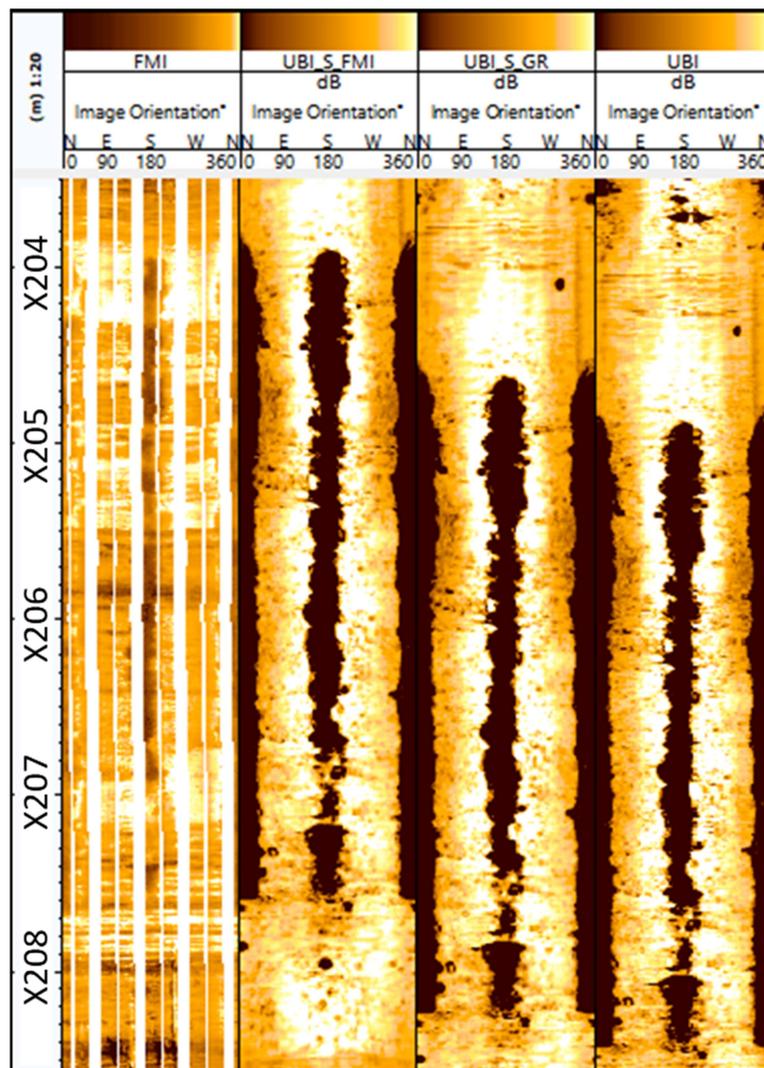


Figura 30 – Exemplo de *breakout* usado para a correção de profundidade no poço B. Observar o quão deslocadas estão as feições em relação a imagem resistiva. Trilhas da esquerda para a direita: 1) Profundidade; 2) Imagem resistiva (FMI); 3) Imagem acústica corrigida pela imagem resistiva (UBI_S_FMI); 4) Imagem acústica corrigida pelo perfil de raios gama (UBI_S_GR) e 5) Imagem acústica não corrigida (UBI). Fonte: a autora.

5.1 Controle de qualidade dos dados de imagem

O principal objetivo do controle de qualidade dos dados de perfis de imagem é melhorar e extrair o máximo de informações possíveis acerca dos dados disponíveis. Para uma análise mais confiável são feitos uma série de procedimentos relacionados ao controle de qualidade das imagens e dos dados de orientação. A tensão do cabo, a velocidade do cabo, o calíper, as curvas dos magnetômetros nos eixos X, Y e Z, as curvas dos acelerômetros nos eixos X, Y e Z e todas as curvas relacionadas às ferramentas de imagem são plotadas em um gráfico de *log* para

verificar se todos os parâmetros de poço estavam bons durante a perfilagem (Figura 31). Isso também é feito com as imagens individuais de cada *pad* e *flap* (se disponível) com o objetivo de buscar botões mortos, *pads* defeituosos e outros problemas relacionados.

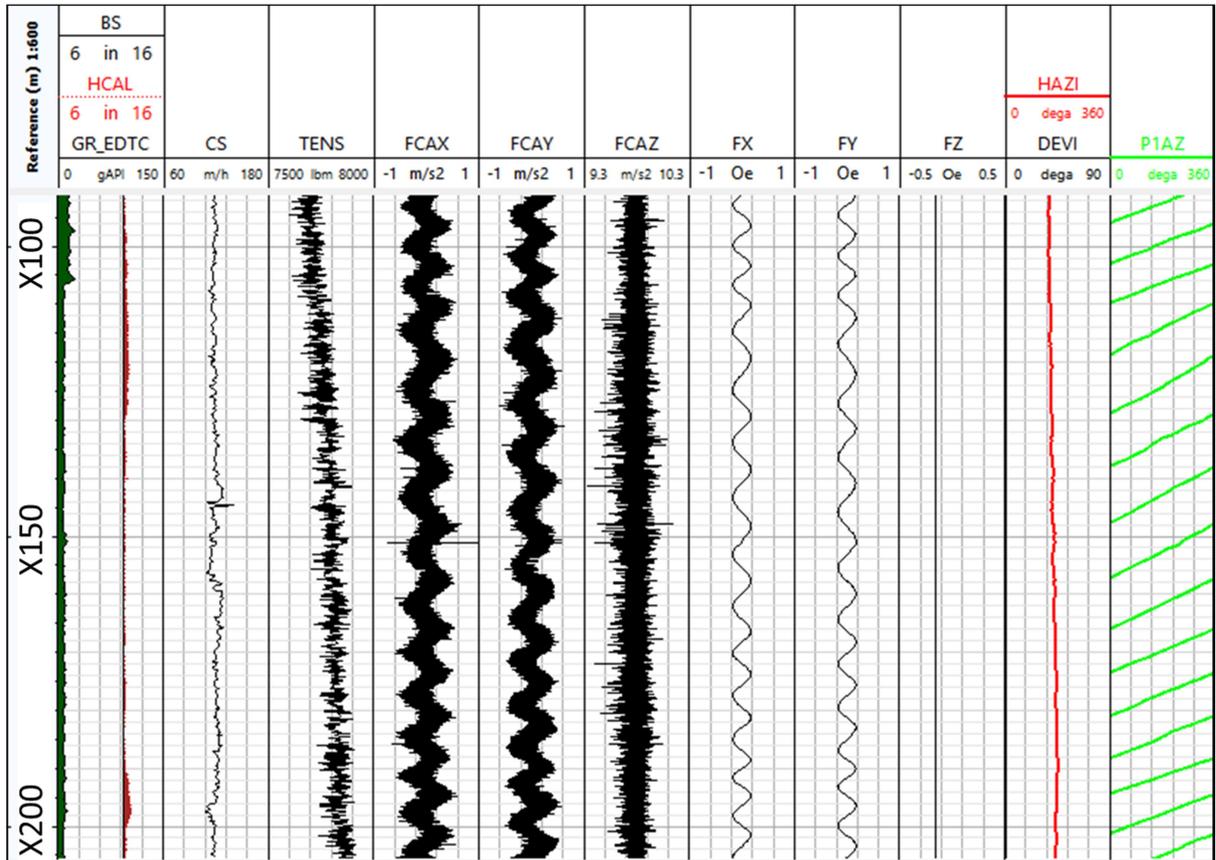


Figura 31 – Controle de qualidade dos dados da corrida referente a aquisição de imagem acústica, UBI do poço D. Trilhas: 1) Profundidade em escala 1:1000; 2) Perfil de raios gama (GR_EDTC); 3) Velocidade do cabo (CS); 4) Tensão do cabo (TENS_1); 5) Acelerômetro no eixo X (FAX); 6) Acelerômetro no eixo Y (FAY); 7) Acelerômetro no eixo Z (FAZ); 8) Magnetômetro no eixo X (FX); 9) Magnetômetro no eixo Y (FY); 10) Magnetômetro no eixo Z (FZ); 11) Desvio do poço (DEVI) e azimute do poço (HAZI); 12) Azimute da primeira leitura da linha (P1AZ). Fonte: a autora.

Os dados dos magnetômetros e acelerômetros são verificados e plotados junto com a intensidade do campo magnético, a inclinação e a declinação do campo magnético local para garantir a confiabilidade deles. Caso seja constatado que a declinação magnética não foi aplicada previamente, ela deve ser aplicada nesta etapa aos dados de azimute. Uma das maneiras de verificar se a declinação magnética foi aplicada é buscar esta informação no cabeçalho do arquivo .las ou .dlis do poço. Caso essa informação não esteja disponível é possível verificar se as

curvas de orientação adquiridas durante o registro da imagem são compatíveis com as curvas fornecidas pelo *survey* oficial do poço, verificando assim se a orientação fornecida está correta.

Os dados dos magnetômetros e acelerômetros nos eixos X e Y também são individualmente analisados a fim de buscar por problemas e erros decorridos durante a perfilagem. Esses passos nunca devem ser menosprezados, uma vez que todos os ângulos e direções medidos durante a interpretação se baseiam na confiabilidade dessa orientação.

5.2 Processamento de imagens de poço

Para obter um melhor aproveitamento e uma maior qualidade das imagens fornecidas, foram executadas diversas etapas de processamento dos dados. O fluxo do processamento proposto é ilustrado na Figura 32, sendo individual para cada tipo de imagem processada. As etapas de processamento são detalhadas nas seções a seguir.

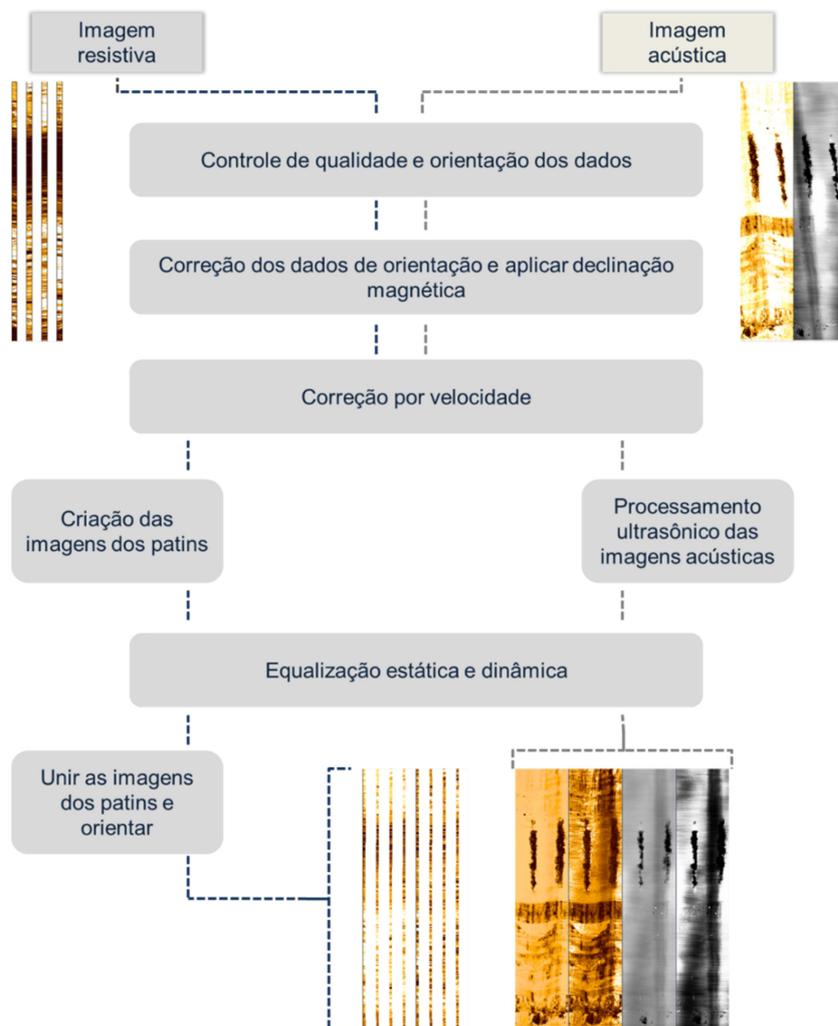


Figura 32 – Fluxo de trabalho aplicado no processamento das imagens resistivas e acústicas. Fonte: a autora.

5.2.1 Processamento de imagem resistiva

A imagem de resistividade é uma imagem gerada a partir da junção de diferentes imagens adquiridas por cada patim durante a perfilagem. O número de patins pode variar conforme a ferramenta utilizada. No caso dos dados disponibilizados, o FMI-HD possui 4 patins e 4 *flaps*, enquanto a ferramenta OBMI possui apenas 4 patins. Por possuírem imagens separadas, as imagens de cada patim são processadas individualmente e posteriormente reunidas e orientadas, gerando uma imagem final. O processamento das imagens resistivas OBMI e FMI-HD é similar.

A correção da velocidade é a primeira e a mais importante etapa do processamento, sendo comum tanto as imagens acústicas quanto as imagens

resistivas. Nesta etapa, o algoritmo busca por valores fora da janela pré-estabelecida durante a parametrização (*set-up*), valores esses relacionados à tensão e velocidade do cabo. Os resultados desta etapa são as curvas e imagens corrigidas, onde são removidos artefatos relativos à esticões (*stick and pull*). A correção de velocidade deve ser realizada com prudência, pois é possível que artefatos sejam gerados a partir da incorreta execução desse passo. Este procedimento foi realizado verificando os resultados antes de prosseguir para a próxima etapa.

De modo geral, as imagens são dados armazenados em uma estrutura matricial denominada *array*. Cada *array* corresponde a uma imagem de patim ou *flap*. Como existem diversas ferramentas resistivas no mercado e de diferentes companhias, cada imagem é adquirida respeitando a arquitetura da ferramenta e o sistema de aquisição e, por esse motivo, às vezes os patins têm leituras reversas, ou no sentido anti-horário, o mesmo vale para os sensores. Devido a isto, um algoritmo é aplicado para corrigir a orientação dos patins e botões de forma que todos as leituras são ordenadas no sentido horário do poço. Como em algumas ferramentas os patins não estão alinhados na horizontal, é aplicada uma correção relativa à distância entre os sensores para alinhar as leituras.

Para maximizar as feições observáveis nas imagens, cada *array* tem seus valores analisados e plotados em um histograma, onde são definidos os valores máximos e mínimos absolutos, a fim de se obter um melhor contraste entre as feições observáveis nas imagens para a geração de imagens estáticas. Estas imagens têm como propósito ressaltar inconformidades, discordâncias e limites litológicos.

As imagens dinâmicas são produzidas de maneira semelhante, cada *array* tem seus valores analisados e plotados em um histograma onde são definidos os valores máximos e mínimos dentro de uma janela definida, de acordo com o tipo de ferramenta e o objetivo final desta imagem. Este procedimento é exemplificado na Figura 33. Quanto menor a janela em metros, maior o nível de detalhe será exibido e, conseqüentemente, menores feições serão realçadas, com isto é possível avaliar estruturas internas como pequenas variações litológicas.

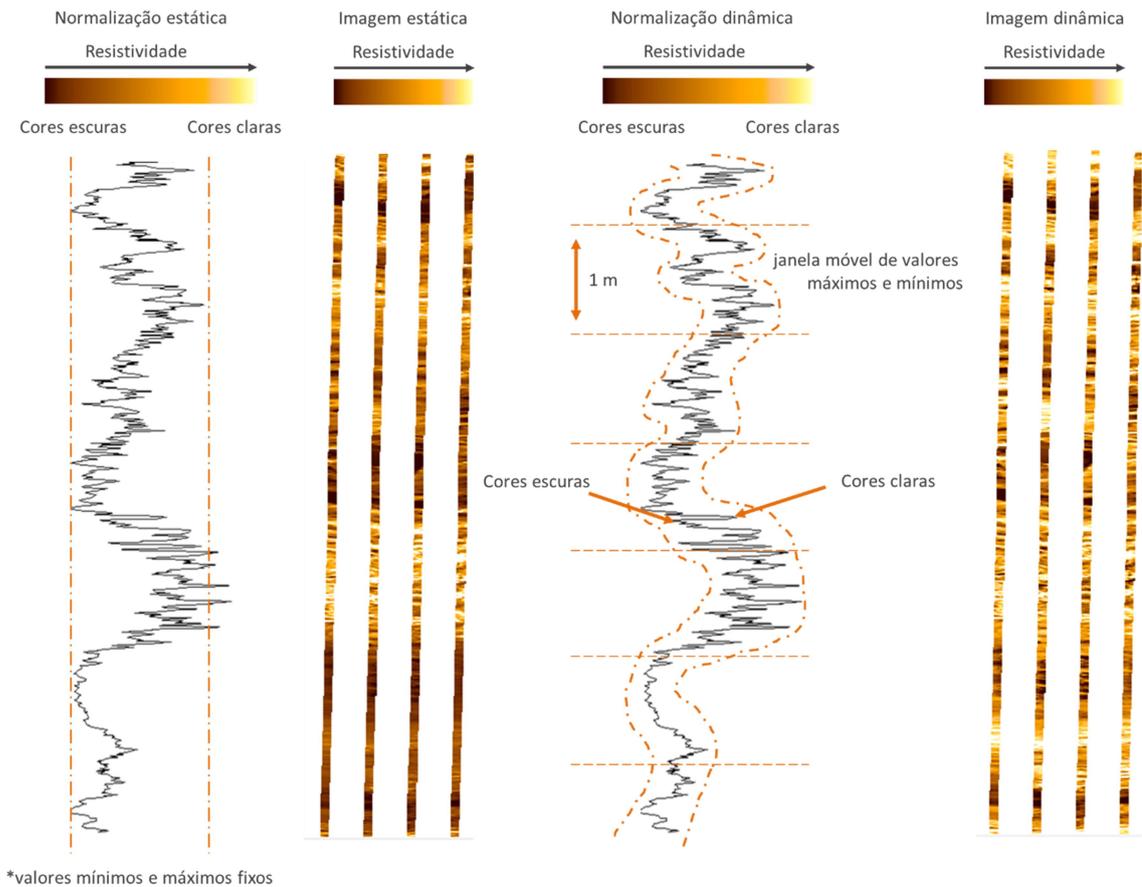


Figura 33 – Normalizações estática e dinâmica aplicadas aos perfis de imagem resistiva. O exemplo mostrado nesta figura é de um intervalo do poço A. Fonte: a autora.

A última etapa do processamento consiste em unir os *arrays* processados de acordo com a orientação do poço e da ferramenta, respeitando o calíper do poço. Desta maneira, a imagem gerada é organizada a partir do patim 1 e orientada de acordo com a curva do seu azimute e unida aos *arrays* referentes aos outros patins, respeitando sempre a orientação do patim 1.

5.2.2 Processamento de imagens acústicas

Neste trabalho foram disponibilizadas as imagens acústicas (amplitude e tempo de trânsito) adquiridas pela ferramenta UBI. De maneira que o processamento das imagens acústicas segue então o mesmo padrão para todos os quatro poços.

Primeiramente, é imprescindível realizar o controle de qualidade desses dados e verificar a orientação, conforme descrito anteriormente para as ferramentas

resistivas. Igualmente deve ser avaliada a necessidade de aplicar a declinação magnética as curvas de orientação.

Como realizado nas imagens resistivas, a correção por velocidade é necessária. O mesmo algoritmo foi aplicado na imagem acústica. Quando as ferramentas de imagem resistiva e imagem acústica foram adquiridas em conjunto, os mesmos valores que foram usados na parametrização das ferramentas de imagem resistiva foram aplicados no processamento das imagens acústicas. Quando não são adquiridas na mesma corrida, é necessário então avaliar com cuidado quais parâmetros usar nesta etapa do processamento.

Após a correção da velocidade, as imagens acústicas foram processadas e orientadas, gerando três novas imagens: amplitude acústica, tempo de trânsito e *radius*. Essas imagens foram orientadas de acordo com a primeira leitura da linha (ou curva de azimute 1), desvio do poço, azimute do poço e abertura do calíper.

Por fim, foram então geradas imagens acústicas dinâmicas. De maneira que os valores máximos e mínimos dentro de uma janela definida foram analisados para a geração da imagem dinâmica.

5.3 Interpretação de perfis de imagens

Na interpretação dos perfis de imagens foram medidas as direções e ângulos de inclinação dos acamamentos, contatos litológicos, fraturas e *breakouts*. Essa interpretação foi realizada nos quatro poços utilizando imagens acústicas e resistivas em escala 1:20m, como mostrado na Figura 34.

Como as imagens de poço fornecem direções orientadas em relação ao norte magnético, as orientações das estruturas mapeadas puderam ser determinadas, especialmente para fraturas naturais, que são caracterizadas pela assinatura sinusoidal nos registros de imagens do poço. A direção e a inclinação das estruturas medidas neste estudo foram calculadas com base no posicionamento e abertura das sinusóides nas imagens e é exemplificado na Figura 35.

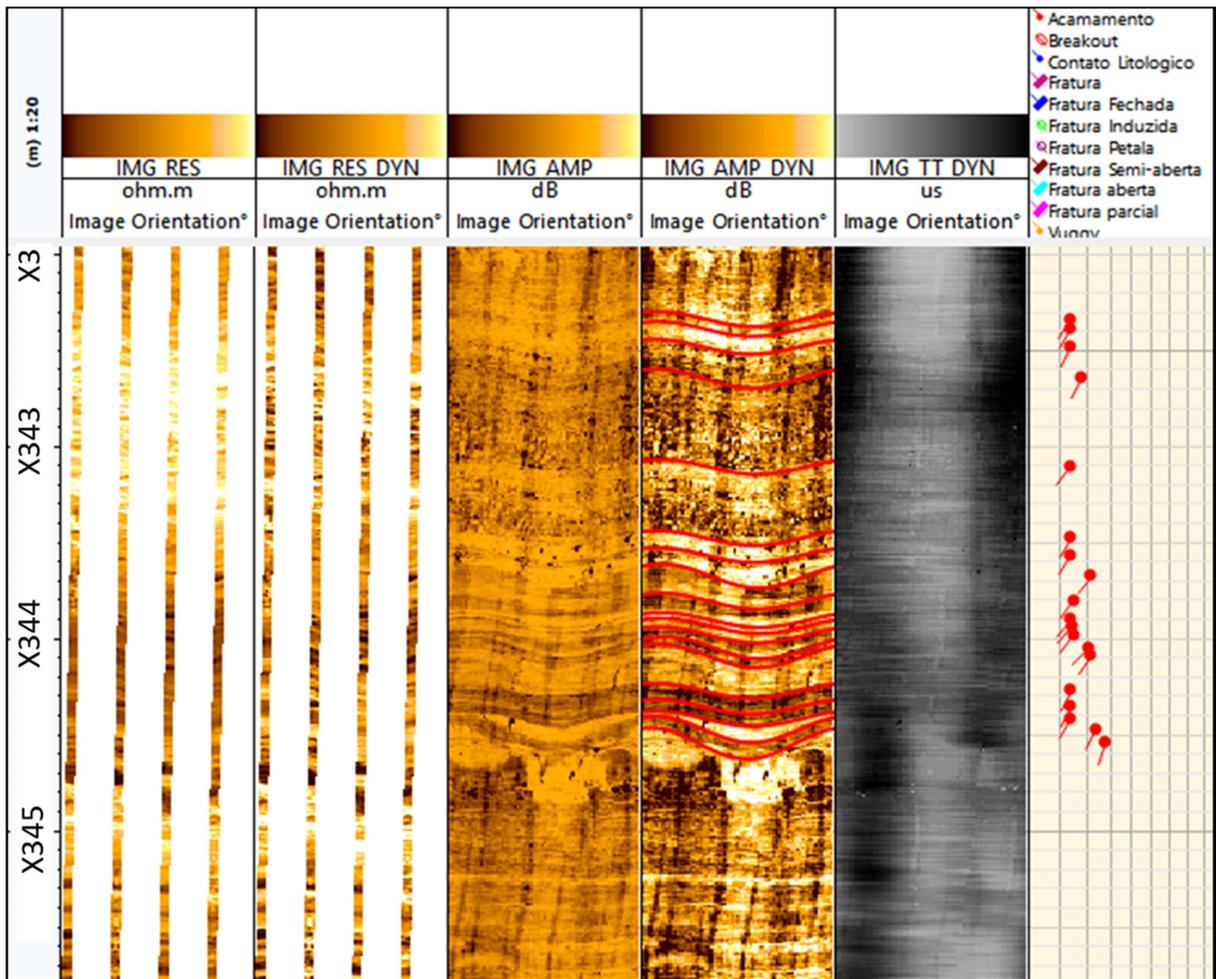


Figura 34 – Exemplo de plot de interpretação do poço A, escala 1:20m. Trilhas: 1) Profundidade; 2) Imagem resistiva estática; 3) Imagem resistiva dinâmica; 4) Imagem acústica de amplitude estática; 5) Imagem acústica de amplitude dinâmica; 6) Imagem acústica de tempo de trânsito dinâmica; 7) interpretação estrutural. Fonte: a autora.

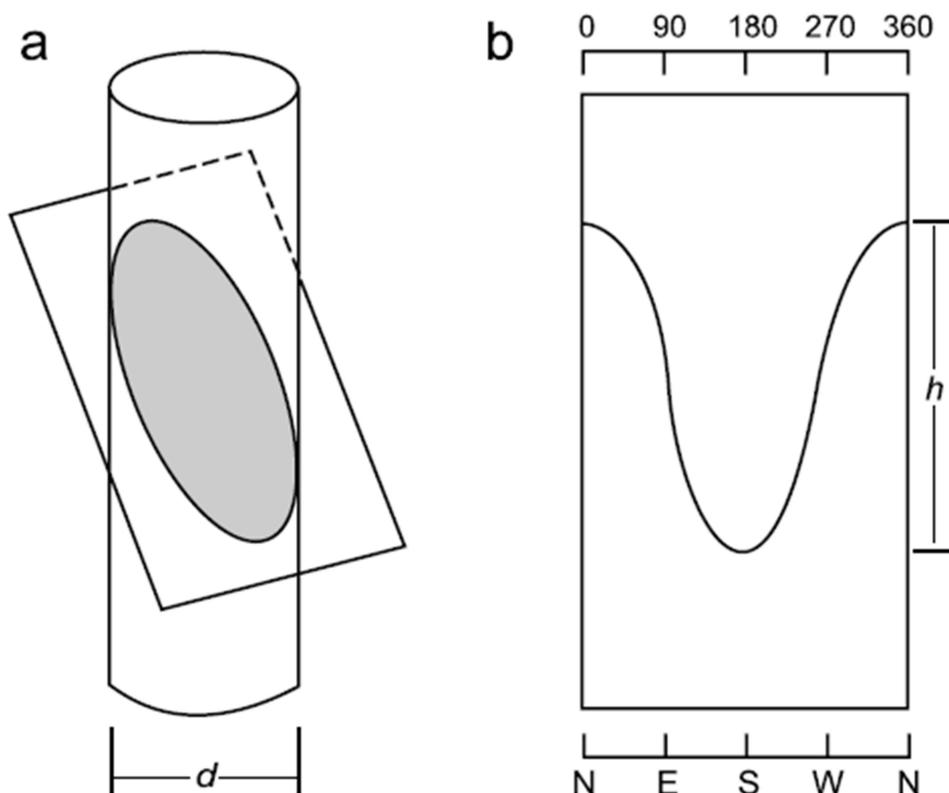


Figura 35 – Exemplo esquemático é possível observar como as estruturas planares são observadas nas imagens. Onde o ângulo de inclinação = $\tan^{-1}(h/d)$. A) Estrutura planar cortando o poço; B) Como a estrutura planar se parece na imagem de poço. Fonte: Mattioni *et al.* (2010).

Para exibir com clareza os resultados obtidos, foram confeccionados diagramas de rosetas e *walkout plots* para cada poço analisado. Em seguida, as medidas foram resumidas em tabelas. Os resultados obtidos através da identificação das feições estruturais e sua distribuição ao longo de cada poço são apresentados e discutidos individualmente no capítulo de resultados.

Nos diagramas de rosetas, as medidas de azimutes são plotadas de acordo com sua distribuição e frequência para cada formação ou zona definida. Neste trabalho, os dados foram plotados em modo azimute para acamamentos e fraturas e em modo azimute espelhado na exibição de *breakouts*. Também é possível exibir essas medidas em modo *strike* (Figura 36).

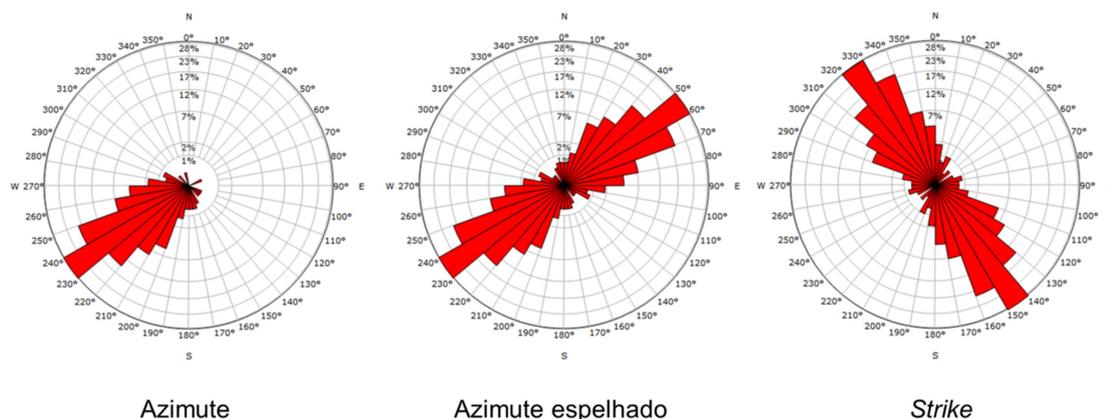


Figura 36 – Exemplo de diagrama de rosetas para medidas de acamamento no poço A. Fonte: a autora.

Os diagramas de *walkout* são diagramas de azimuthes vetoriais e são construídos a partir dos azimuthes medidos e plotados sequencialmente como vetores (Figura 37). Este tipo de representação gráfica visa a compreensão da distribuição dos azimuthes ao longo das profundidades, possibilitando a visualização de um azimuth médio por área. As observações de mudanças súbitas azimuthais podem indicar a ocorrência de fraturas próximas a área analisada, assim como auxiliam na identificação de diferentes *trends* azimuthais por região analisada (CARBALLIDO *et al.*, 2010).

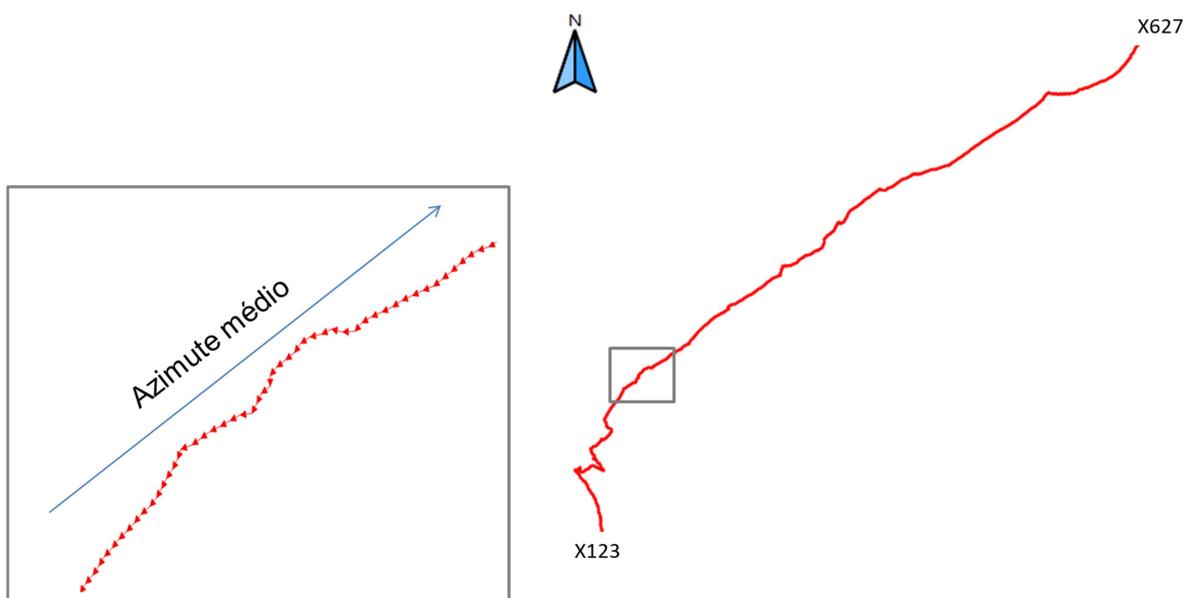


Figura 37 – Exemplo de *walkout plot* no poço A com as medidas azimuthais de acamamentos plotadas sequencialmente para todo o intervalo do poço. No quadrado em destaque é dado um zoom em um intervalo para melhor visualização das medidas azimuthais. Fonte: a autora

5.3.1 Identificação e interpretação de acamamentos

Os acamamentos foram observados com clareza nos perfis resistivos e acústicos de amplitude. Alguns exemplos de acamamentos são mostrados na Figura 38. Foi possível constatar que essas estruturas são quase horizontais e paralelas umas às outras ao longo das formações. Variações locais são observadas e, por isso, cada poço foi analisado de forma individual, buscando identificar zonas de tendências similares.

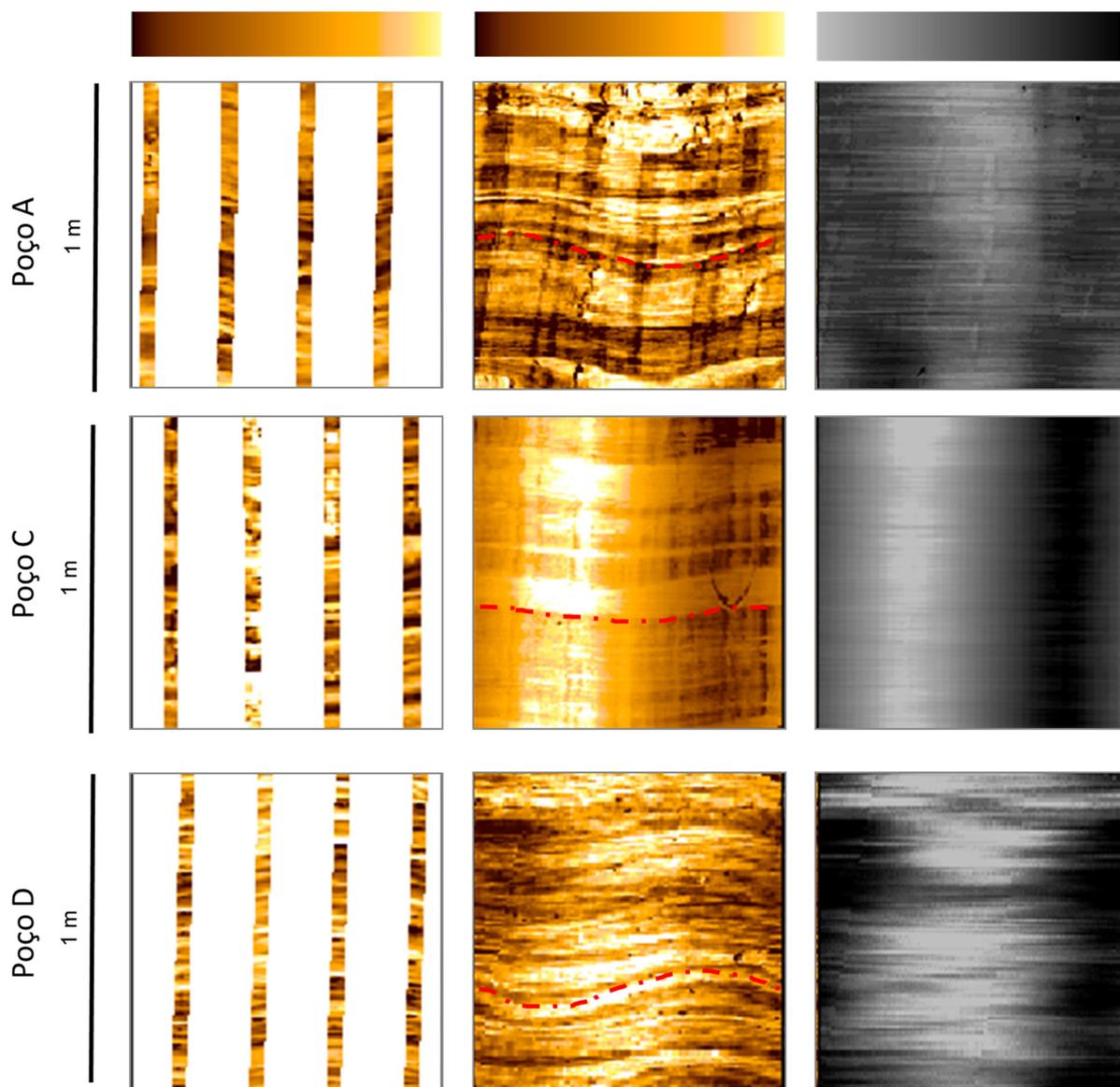


Figura 38 – Exemplos de acamamentos observados nos poços analisados neste trabalho. A identificação de um acamamento é destacada com uma linha vermelha tracejada. Fonte: a autora.

5.3.2 Identificação e interpretação de *breakouts*

Os *breakouts* são quebras e alargamentos alongados com direção preferencial que ocorrem na parede do poço. Eles são induzidos pelo aumento do esforço cisalhante e compressivo gerado durante a perfuração, formado como resultado de uma maior concentração de tensão compressiva localizada ao redor do poço (ZHENG *et al.*, 1989).

O azimute dessas deformações alongadas é paralelo à direção da tensão horizontal principal mínima (S_h) e perpendicular à tensão horizontal máxima (Figura 39). A direção desses *breakouts* pode ser usada para determinar o campo de estresse atuante durante a perfuração dos poços, através do cálculo da tensão horizontal mínima em poços verticais (ZOBACK *et al.*, 1985).

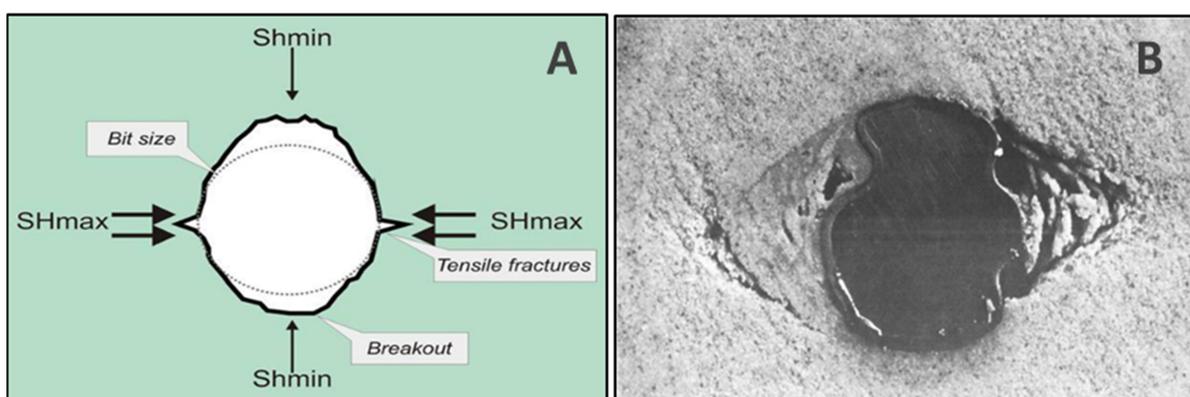


Figura 39 – Quadro ilustrativo com imagens de *breakouts*. a) Imagem do comportamento esquemático de um *breakout* com relação aos campos de tensão atuantes (Fonte: taskfronterra.com). b) *breakout* observado em laboratório em um arenito (Fonte: Zheng *et al.*, 1989).

Os *breakouts* são reconhecidos nos perfis de imagens como duas áreas escuras, alongadas no eixo vertical e irregulares, que parecem estar a cerca de 180° de distância uma da outra, ou seja, cada quebra dessas estão localizadas em lados opostos na parede do poço. É possível observar este tipo de feição em um intervalo do poço B mostrado na Figura 40. Nas imagens resistivas, essas áreas escuras significam zonas de baixa resistividade, enquanto nas imagens acústicas mostram um aumento no diâmetro do poço através da baixa refletividade na imagem de amplitude e um aumento no tempo de trânsito (PLUMB *et al.*, 1989; KINGDON *et al.*, 2016).

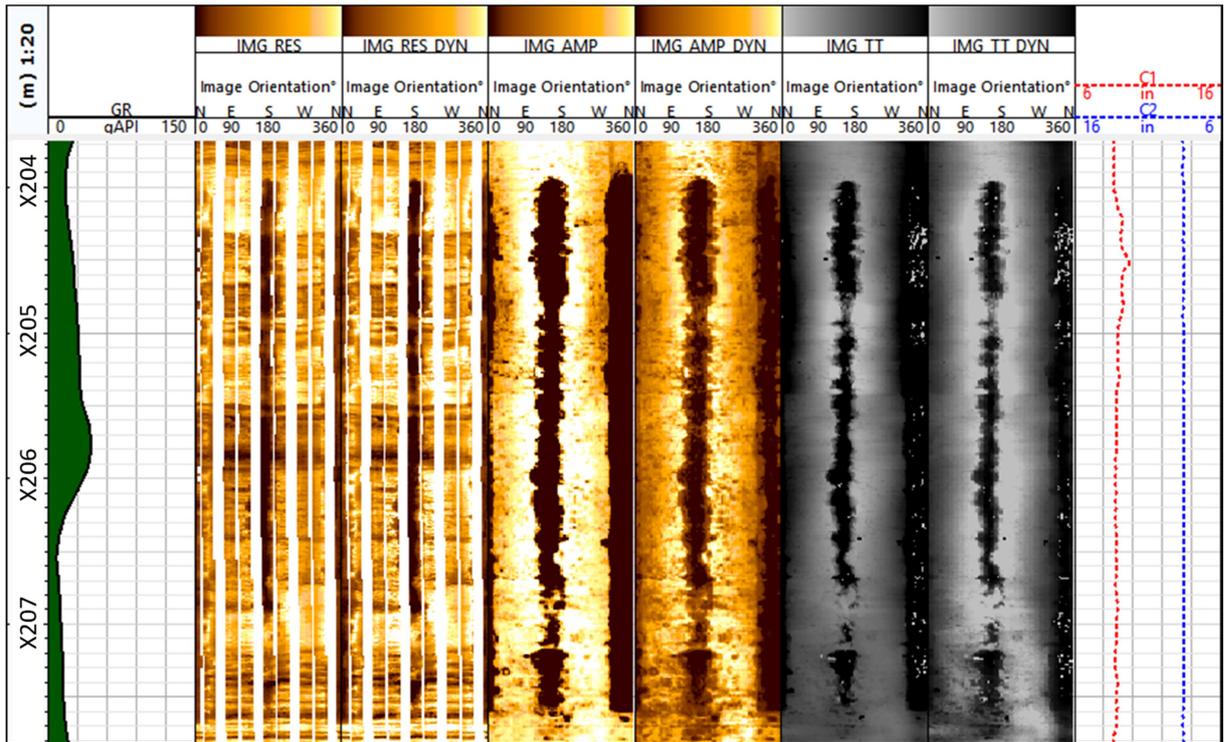


Figura 40 – Exemplo de *breakouts* no poço B, notar arrombamento no cáliper 1. Trilhas: 1) Profundidade – escala 1:20m; 2) Perfil de raios gama (GR_EDTC); 3) Imagem resistiva estática (IMG_RES); 4) Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 5) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP); 6) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 7) Imagem acústica de tempo de trânsito estática (IMG_TT); 8) Imagem acústica de tempo de trânsito dinâmica (IMG_TT_DYN); 9) Cáliper de 2 braços (C1 e C2). Fonte: a autora.

É importante ressaltar que devido a interferência magnética nos dados de orientação em intervalos com a presença de rochas ígneas, não foi possível mapear todo o intervalo de *breakouts* nessas regiões, sendo então mapeados somente nas áreas menos afetadas. A Figura 41 mostra um exemplo de como a orientação dos perfis de imagem é afetada por interferência magnética dos minerais magnéticos presentes em rochas ígneas.

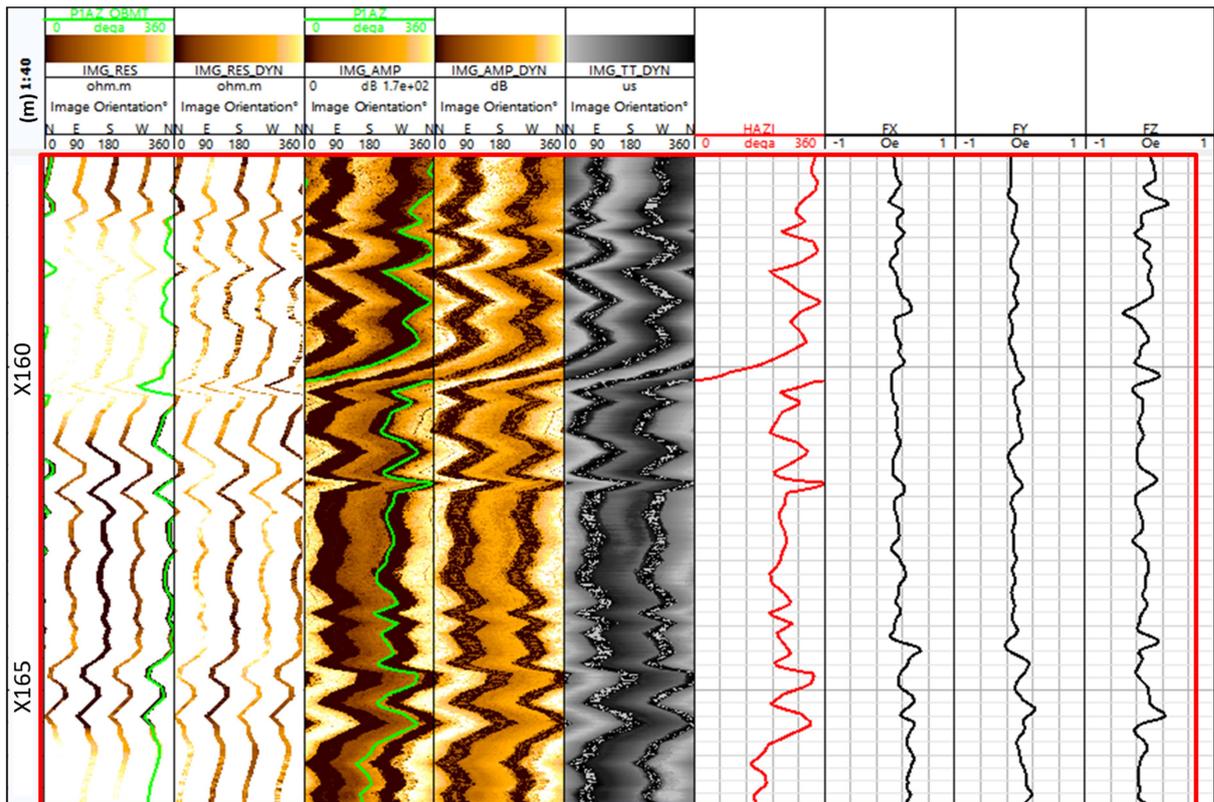


Figura 41 – Trecho do poço C com breakouts cuja orientação é afetada por interferência magnética dos minerais magnéticos presentes nas rochas ígneas. Trilhas: 1) Profundidade em escala 1:40 m; 2) Imagem resistiva estática (IMG_RES) e azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES); 3) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP) e Azimute da primeira leitura da linha (P1AZ); 4) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 5) Imagem acústica de tempo de trânsito (IMG_TT); 6) Azimute do poço (HAZI); 7) Magnetômetro no eixo X (FX); 8) Magnetômetro no eixo Y (FY); 9) Magnetômetro no eixo Z (FZ). Fonte: a autora.

5.3.3 Identificação e interpretação de fraturas

As fraturas foram interpretadas usando os perfis de imagens acústicas de amplitude e de tempo de trânsito nos quatro poços. Foram classificados três principais tipos de fraturas naturais: as fraturas abertas, as semi-abertas e as fechadas. Além dessas fraturas também tiveram fraturas que não puderam ser classificadas, devido a resolução das imagens. Essas fraturas não classificadas foram divididas entre fraturas de sinusóide completa e fraturas parciais que não cortam todo o poço.

As fraturas abertas são caracterizadas por uma coloração marrom escuro a preto nas imagens acústicas de amplitude e coloração preta nas imagens de tempo de trânsito, formando sinusóides completas e por vezes sinusóides parciais. As

fraturas abertas também podem ser denominadas como fraturas de baixa amplitude. Por vezes, são observados alargamentos e abertura das fraturas, principalmente, quando ocorrem como fraturas conjugadas, umas cortando as outras, possibilitando a formação de vugos. Um exemplo deste tipo de fratura e vugo são mostrados na Figura 42.

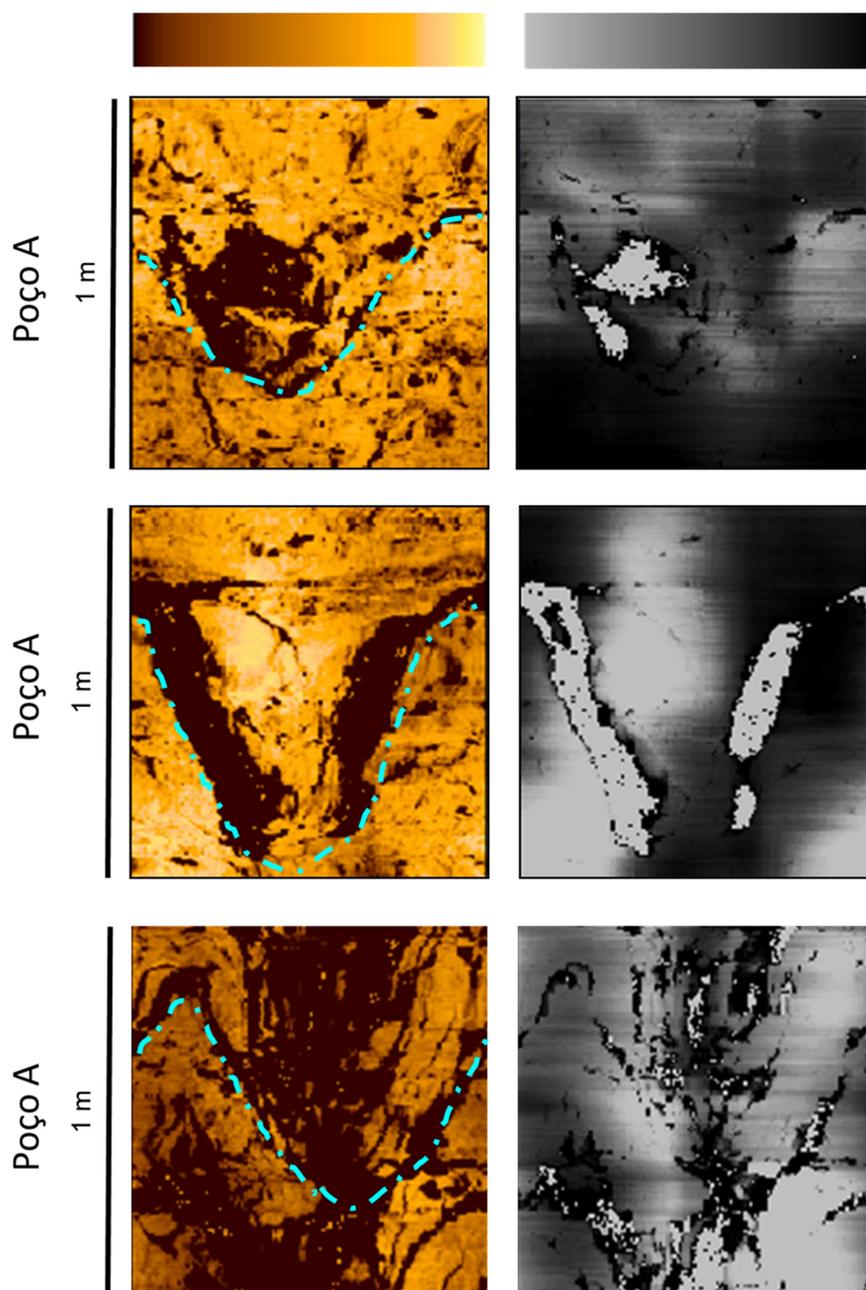


Figura 42 – Exemplos de fraturas abertas observadas no poço A. A linha tracejada na cor ciano mostra o contorno de uma fratura aberta. Fonte: a autora.

Já as fraturas parcialmente abertas são caracterizadas por sinusóides parciais a completas de coloração marrom clara a amarelo escuro nas imagens acústicas de

amplitude e por cinza claro ou sem contraste nas imagens de tempo de trânsito. Exemplos desse tipo de fratura são mostrados na Figura 43.

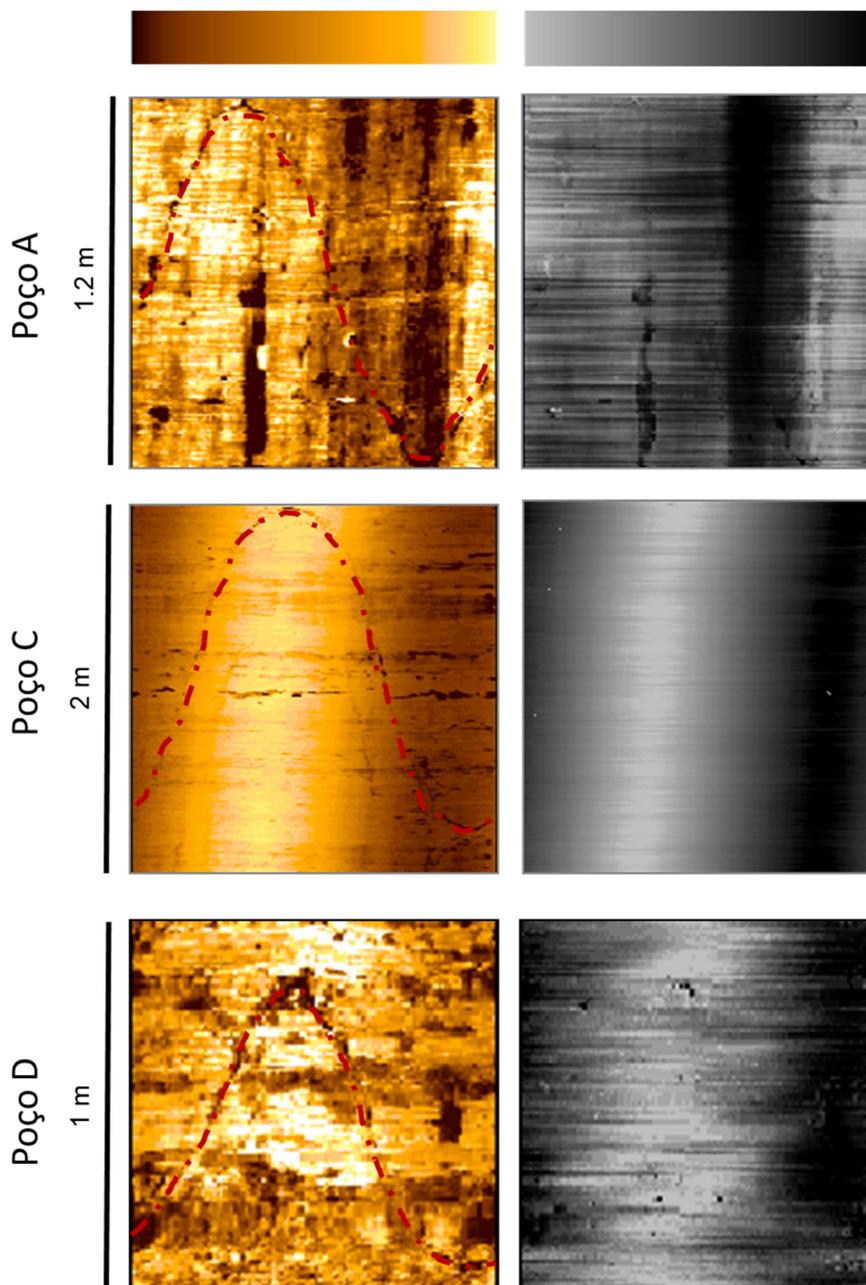


Figura 43 – Exemplos de fraturas semi-abertas observadas nos poços analisados neste trabalho. As linhas vermelhas tracejadas mostram exemplos de fraturas parciais identificadas nos perfis de imagem acústica. Fonte: a autora.

As fraturas fechadas configuram como as mais difíceis de serem visualizadas, em virtude da sua baixa espessura e do baixo contraste com as rochas adjacentes. Essas fraturas são identificadas por sinusóides parciais a completas em tons de amarelo a branco nas imagens acústicas de amplitude, podendo também serem

denominadas como fraturas de alta amplitude. Caso essas fraturas sejam preenchidas por um material de mesma composição da rocha matriz se torna ainda mais difícil uma caracterização precisa, principalmente, quando são fraturas apertadas. Exemplos destes tipos de fratura são mostrados na Figura 44. As fraturas fechadas são consideradas mais antigas que as fraturas abertas e parcialmente abertas.

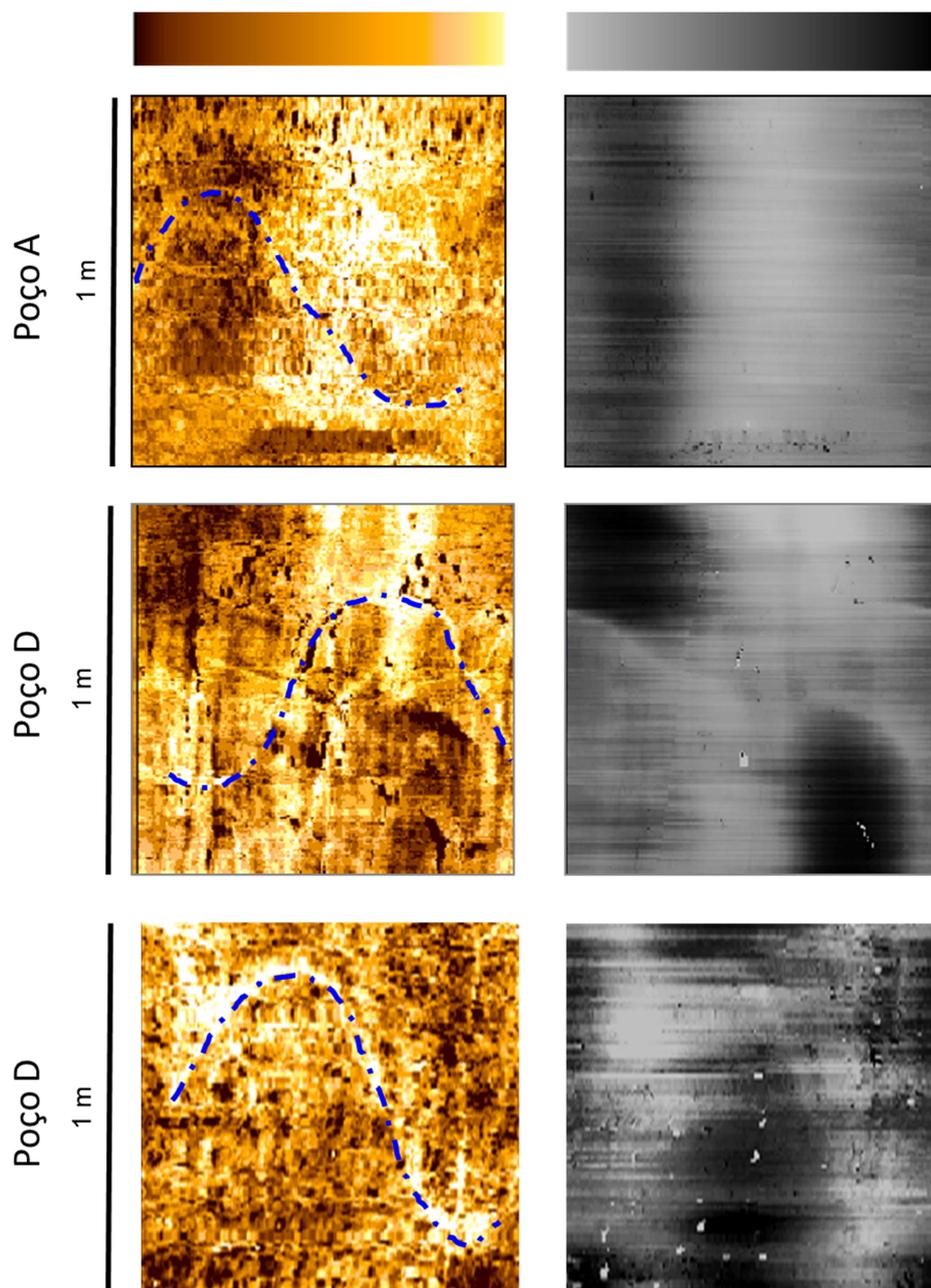


Figura 44 – Exemplos de fraturas fechadas observadas nos poços analisados neste trabalho (linhas tracejadas azuis). Fonte: a autora.

5.3.4 Zonas de fratura

Com o objetivo de classificar os poços em zonas fraturadas e não fraturadas foi realizada uma avaliação dos intervalos onde foram interpretadas as fraturas. Ao observar as distintas zonas foi estabelecido um *cut-off* de 0.7 fraturas por metro para separação de zonas fraturadas de zonas não fraturadas. É importante ressaltar que este *cut-off* foi estabelecido de maneira interpretativa diante das diversas análises realizadas com outros valores.

Contudo nos poços que apresentam uma baixa densidade de fraturas, foi decidido estabelecer um zoneamento com base nas respostas dos perfis petrofísicos de raios gama, conteúdo de sílica e perfis de porosidade do NMR a fim de compreender melhor as características dos mesmos.

5.4 Integração de dados de rocha e perfil

Para uma maior compreensão do impacto das fraturas na porosidade desses reservatórios, foi feita uma avaliação entre as zonas de fraturas, denominadas pelo prefixo F, e as zonas sem fraturas ou com baixa densidade de fraturas, denominadas com o prefixo NF. Todas essas zonas foram analisadas em conjunto com os perfis de raios gama, porosidades do ressonância magnética nuclear (NMR), conteúdo de sílica, relatórios de descrição de amostras laterais e relatórios de descrição de lâminas. Os perfis de porosidade provenientes da ferramenta NMR foram calculados durante o processamento do dado pela companhia de serviço responsável pela aquisição. Os perfis NMR utilizados foram a porosidade total, porosidade efetiva e conteúdo de fluido livre (SCHLUMBERGER, 2002). O perfil de conteúdo de sílica foi obtido através do uso da ferramenta de perfil litogeoquímico (SCHLUMBERGER, 2017). As descrições de amostras laterais e de lâmina petrográfica foram obtidos através dos relatórios fornecidos junto aos dados dos poços.

5.5 Correlação rocha-perfil-sísmica

Para uma análise das regiões onde os poços estão localizados foi feita uma interpretação de linhas arbitrárias que atravessam os mesmos. Essas linhas foram confeccionadas na direção NW-SE para melhor visualizar as falhas regionais que

cortam a área de estudo, visto que essas mesmas falhas possuem um *trend* preferencial NE-SW, conforme foi observado na interpretação sísmica. Foram mapeadas as principais discordâncias e falhas e identificados os tipos de feições sísmica nas proximidades dos poços nas linhas arbitrárias, tendo como objetivo analisá-las de forma qualitativa com as interpretações das fraturas dos poços.

6. Resultados e Discussões

Com o objetivo de compreender os resultados obtidos através da identificação e interpretação dos acamamentos (seção 6.1), *breakouts* (seção 6.2) e fraturas (seção 6.3), cada uma dessas feições estruturais é analisada e discutida de forma individual nos poços. Na seção 6.4 é apresentada uma análise de integração dos resultados obtidos com a interpretação das feições estruturais, a partir dos perfis de imagem, com os dados de perfis de raios gama, perfis de porosidade do NMR, conteúdo de sílica e as descrições das amostras laterais. Por fim, na seção 6.5 são discutidas as fraturas mapeadas tanto nos perfis de imagem quanto nas seções sísmicas, na tentativa de uma melhor compreensão das regiões onde os poços foram perfurados.

6.1 Interpretação e análise dos acamamentos nos poços

O objetivo desta seção visa a compreensão dos resultados obtidos através da identificação dos acamamentos e seu padrão de ocorrência ao longo de cada poço. As orientações das diferentes estruturas foram plotadas em diagramas de rosetas, *walkouts plots* e foram separadas de acordo com as formações Itapema e Barra Velha.

6.1.1 Acamamentos no Poço A

No poço A é possível notar a ocorrência de diferentes *trends* principais de acamamentos, como mostra o perfil do poço com a distribuição dos acamamentos e os diagramas de rosetas das formações Itapema e Barra Velha nas Figuras 45 e 46. Através da análise da distribuição dos azimutes ao longo da profundidade em *walkout plot* foram individualizadas 3 zonas, que são detalhadas na Figura 47 e na Tabela 5.

Os acamamentos no intervalo correspondente a zona 3 ocorrem com azimutes variando de 220° a 250° e inclinação 20°. Já os acamamentos no intervalo da zona 2 são caracterizados por uma grande variação azimutal, sendo uma zona de transição, com inclinação média de 15°. Por fim, os acamamentos no intervalo da zona 1 ocorrem com azimutes variando de 150° a 190° e inclinação 15°. Este

intervalo é separado da porção inferior por uma quebra brusca nos azimutes, como pode ser observado nas Figuras 45 e 47.

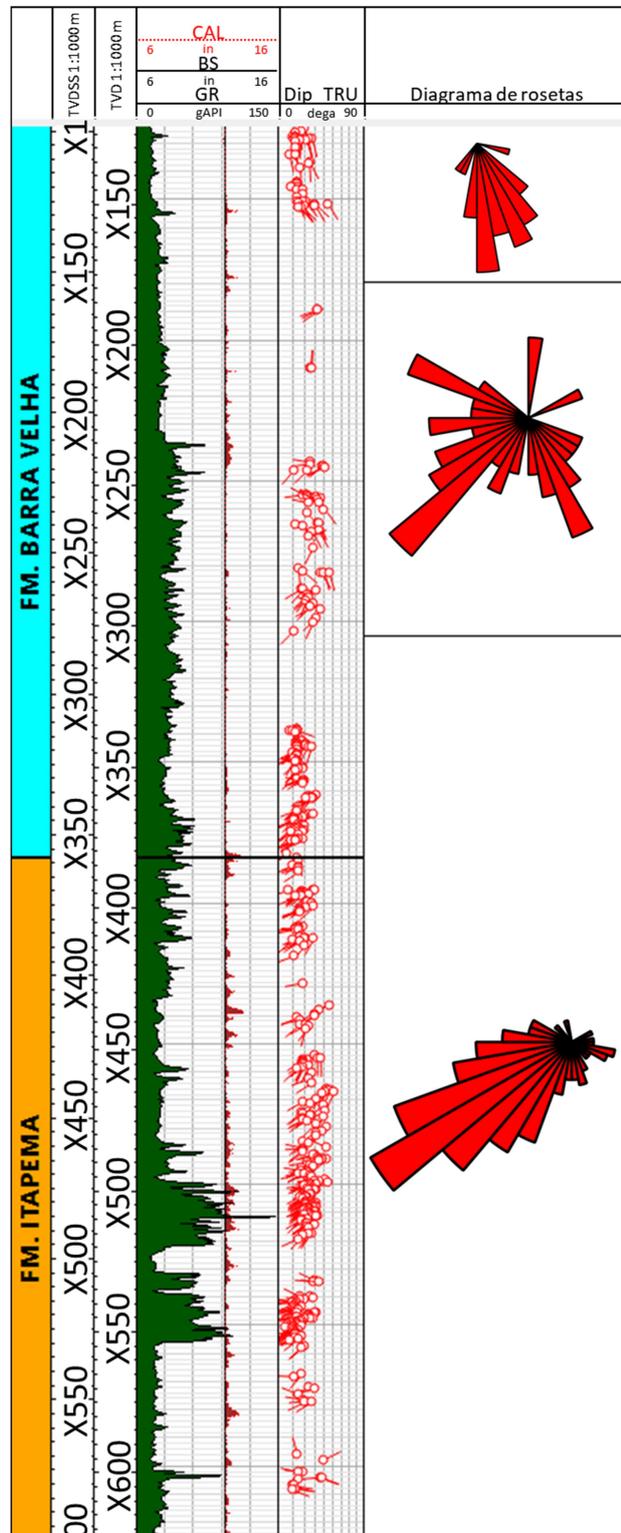


Figura 45 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço A. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfis de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos dos acamamentos medidos (DIP_TRU); 5) diagrama de rosetas por zonas estruturais.

Fm. Barra Velha

Fm. Itapema

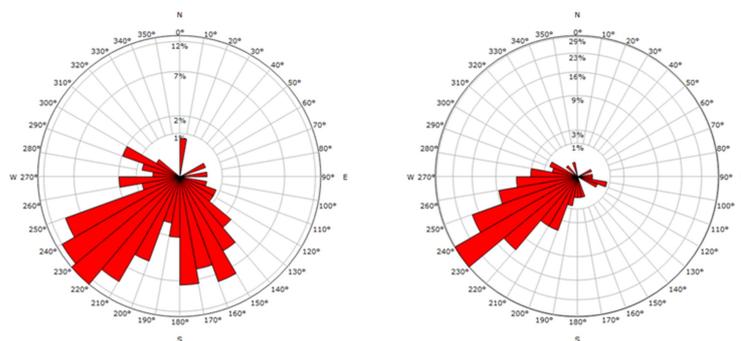


Figura 46 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço A.

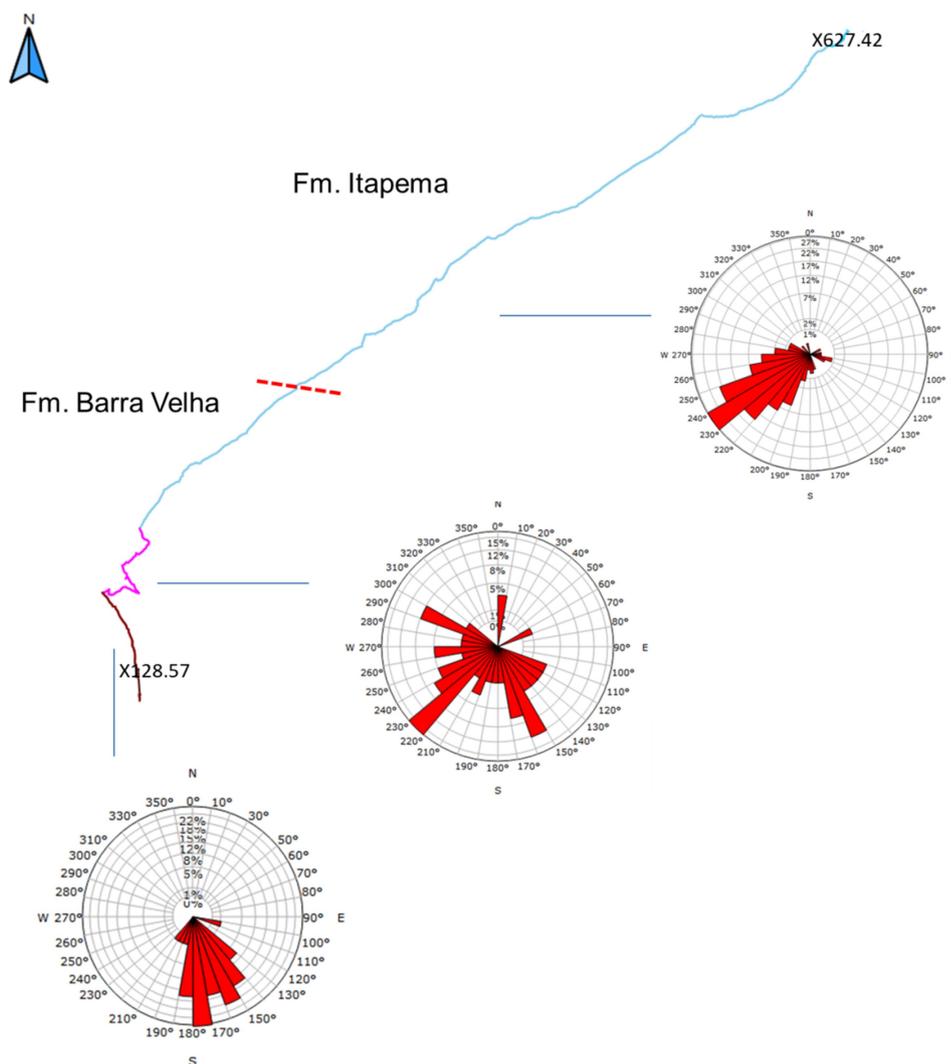


Figura 47 – *Walkout plot* dos acamamentos mapeados no poço A, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes. Nessa figura a linha pontilhada em vermelho marca o contato entre as formações. As linhas na cor vinho corresponde a zona 1, na cor rosa a zona de 2 e na cor em azul claro a zona 3.

Tabela 5 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço A por zonas.

Parâmetros dos acamamentos	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Formações	Fm. Barra Velha Parte Superior	Fm. Barra Velha	Fm. Barra Velha Inferior e Fm. Itapema
Intervalo (m)	X121/X177	X177/X303	X303/X622
Total em metros (m)	60m	125m	322m
Número total de acamamentos	58	57	394
Azimute médio	163°	217°	235°
Inclinação média	15°	15°	19°

6.1.2 Acamamentos no poço B

No poço B é possível notar no perfil do poço a distribuição dos acamamentos e nos diagramas de rosetas das formações Itapema e Barra Velha a ocorrência de um comportamento disperso nos *trends* principais (Figuras 48 e 49). Através da análise da distribuição dos azimutes dos acamamentos ao longo da profundidade em *walkout plot* (Figura 50), foram individualizadas 3 zonas que são detalhadas na Tabela 6.

Os acamamentos no intervalo correspondente a zona 3 ocorrem com *trends* azimutais para NE com padrão disperso e inclinação média de 15°. A zona 2 exibe acamamentos com *trends* azimutais para NW com padrão também disperso e inclinação média de 14°. Enquanto, a zona 1 apresenta os acamamentos com *trends* azimutais para SW com padrão disperso e inclinação média de 5°, como visualizado na Figura 48.

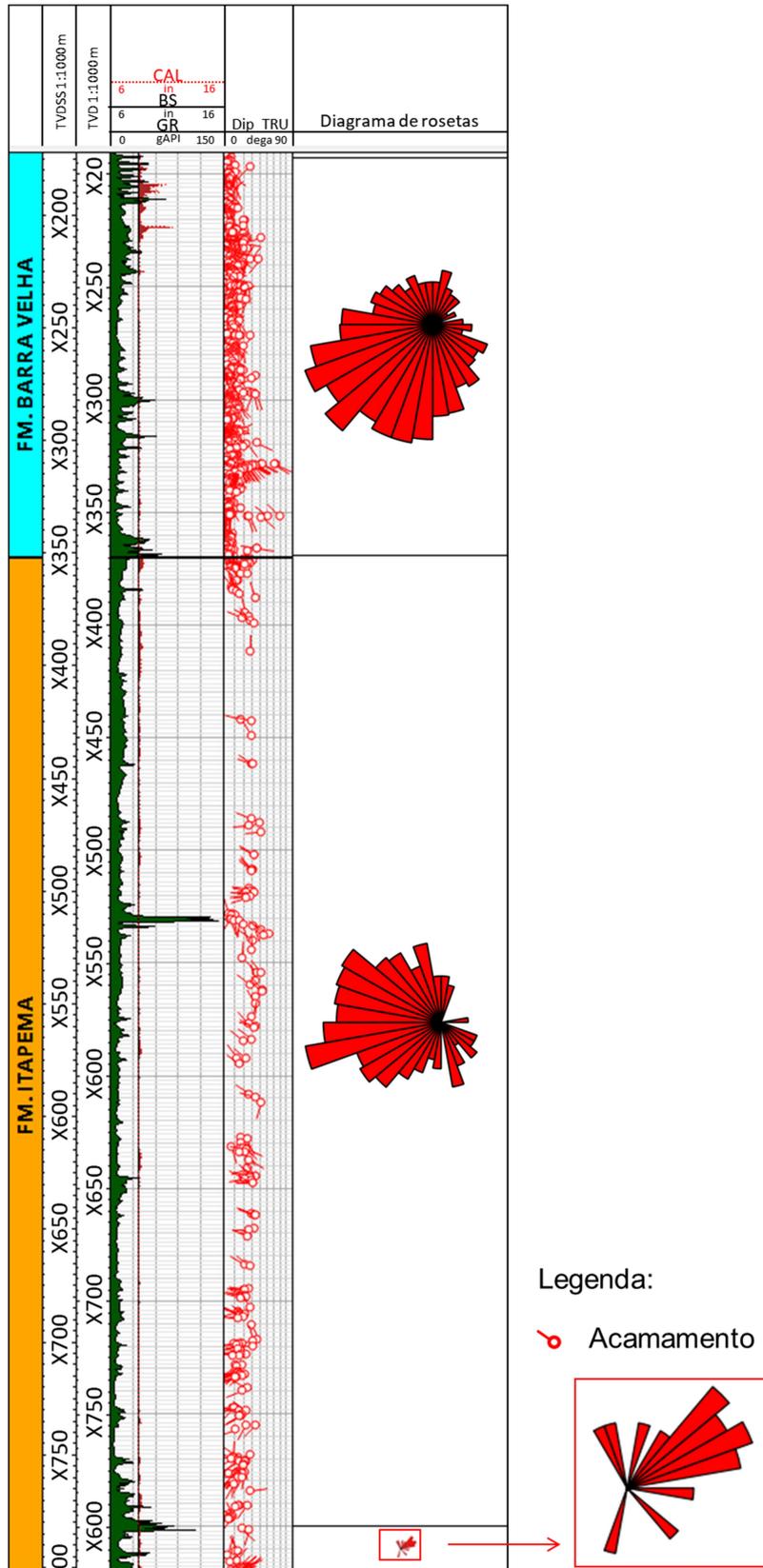


Figura 48 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço B. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfil de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos dos acamamentos medidos (DIP_TRU); 5) diagrama de rosetas por zonas estruturais.

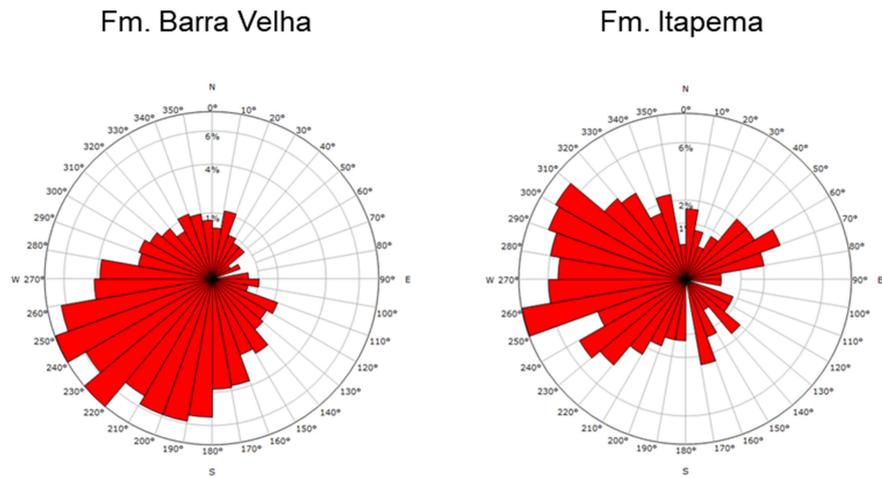


Figura 49 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço B.

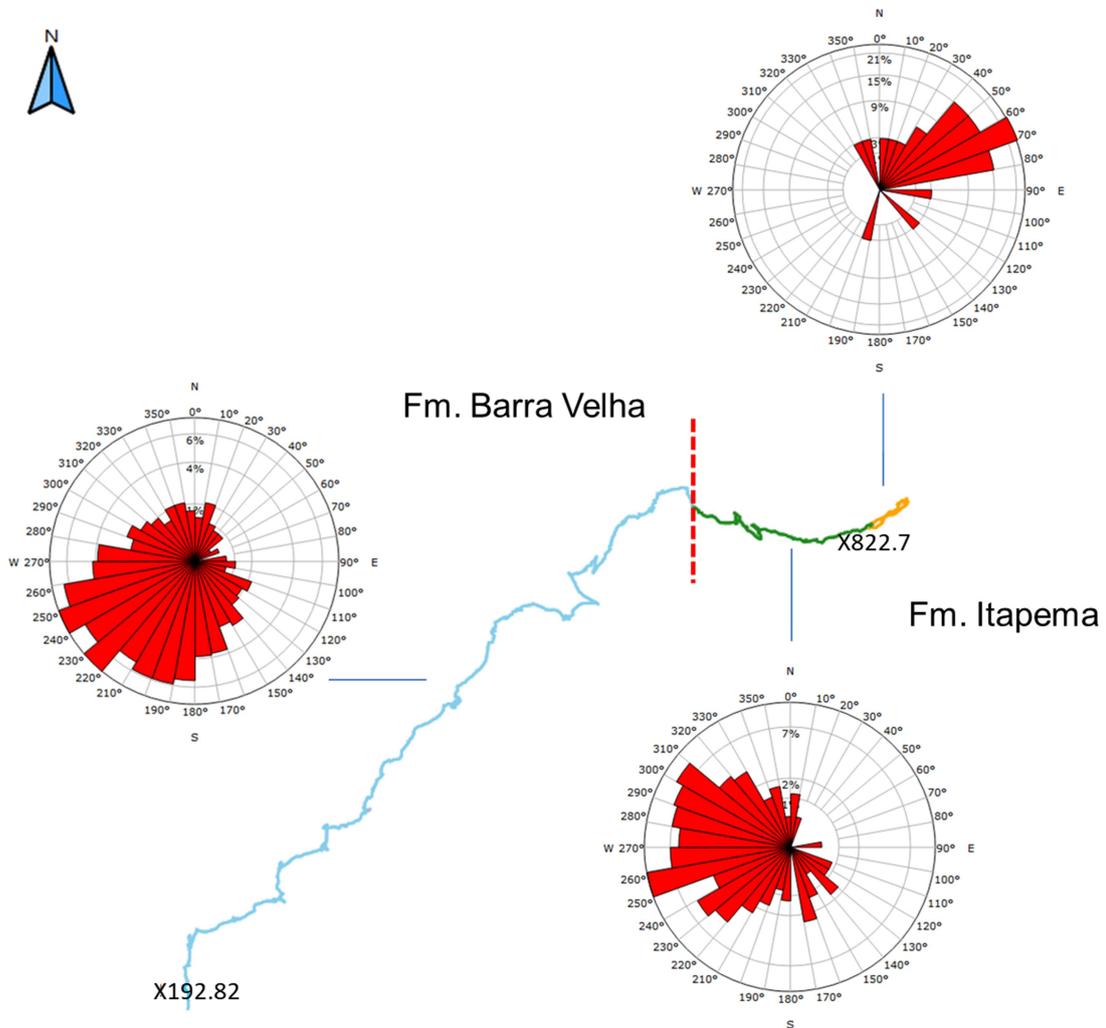


Figura 50 – *Walkout plot* dos acamamentos mapeados no poço B, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes. Nessa figura a linha pontilhada em vermelho marca o contato entre as formações. As linhas na cor azul claro correspondem a zona 1, na cor verde a zonas 2 e na cor amarelo a zona 3.

Tabela 6 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço B para as zonas identificadas abaixo.

Parâmetros	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Formações	Barra Velha	Itapema	Itapema
Intervalo (m)	X193/X397	X397/X800	X800/X823
Total de metros	204m	403m	23m
Número total	723	191	33
Azimute médio	223°	277°	054°
Inclinação média	5°	14°	15°

6.1.3 Acamamentos no Poço C

No poço C é possível notar a ocorrência de diferentes *trends* dos acamamentos a partir da análise do perfil do poço com a distribuição dos acamamentos e dos diagramas de rosetas das formações Itapema e Barra Velha mostrados nas Figuras 51 e 52. Foram individualizadas 4 zonas através da análise da distribuição dos azimutes dos acamamentos ao longo da profundidade em *walkout plots* (Figura 53), que são detalhadas na Tabela 7.

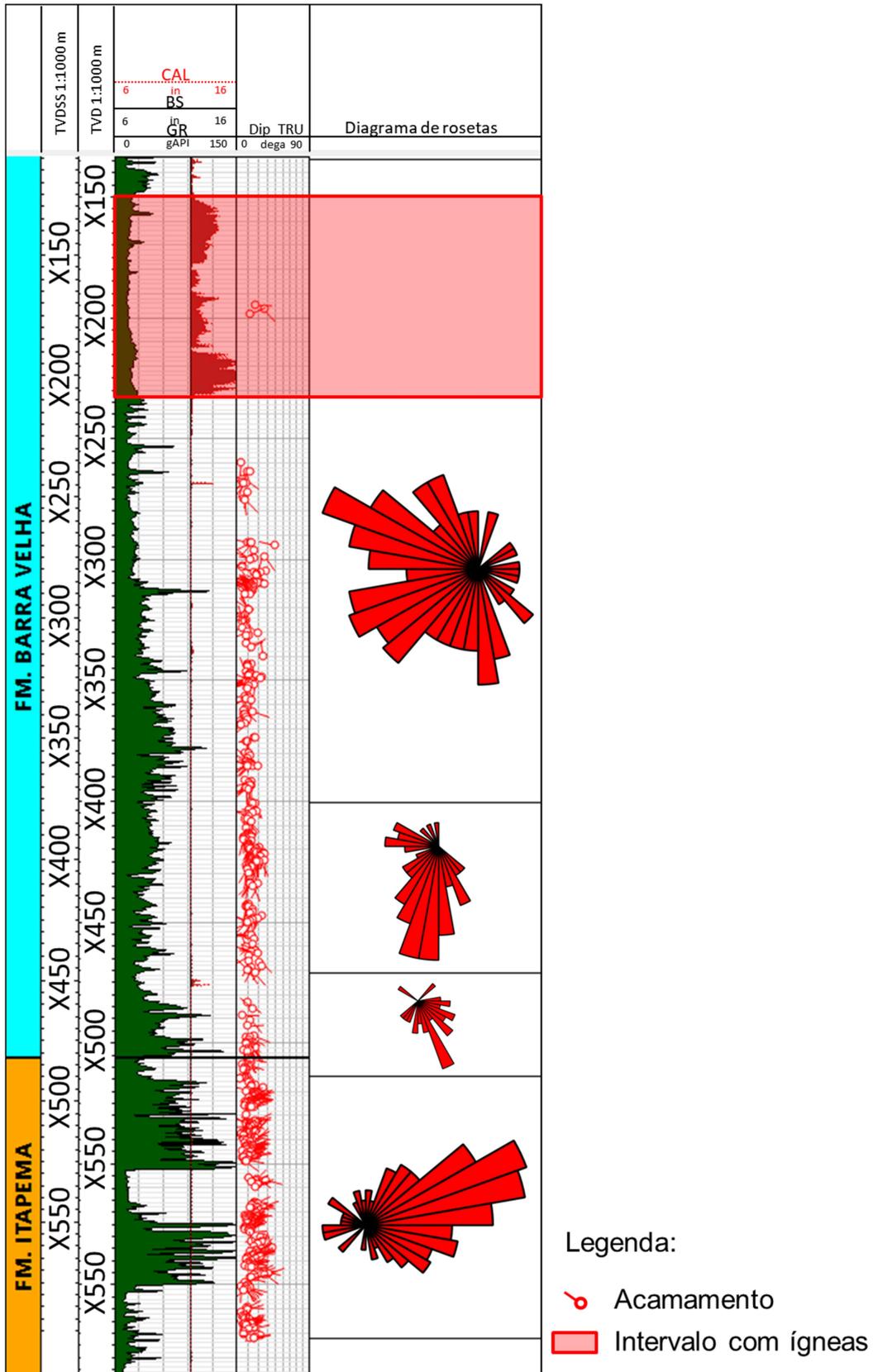
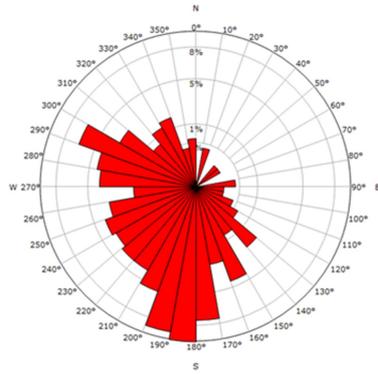


Figura 51 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço C. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfis de raios gama (GR) e Cáliper (CAL); 4) Mergulhos dos acamamentos medidos (DIP_TRU); 5) Diagrama de rosetas por zonas estruturais.

Fm. Barra Velha



Fm. Itapema

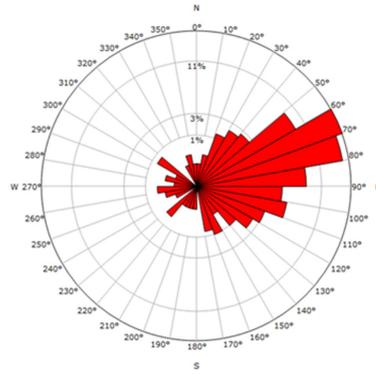


Figura 52 – Diagramas de rosetas da Fm. Barra Velha e da Fm. Itapema para o poço C.

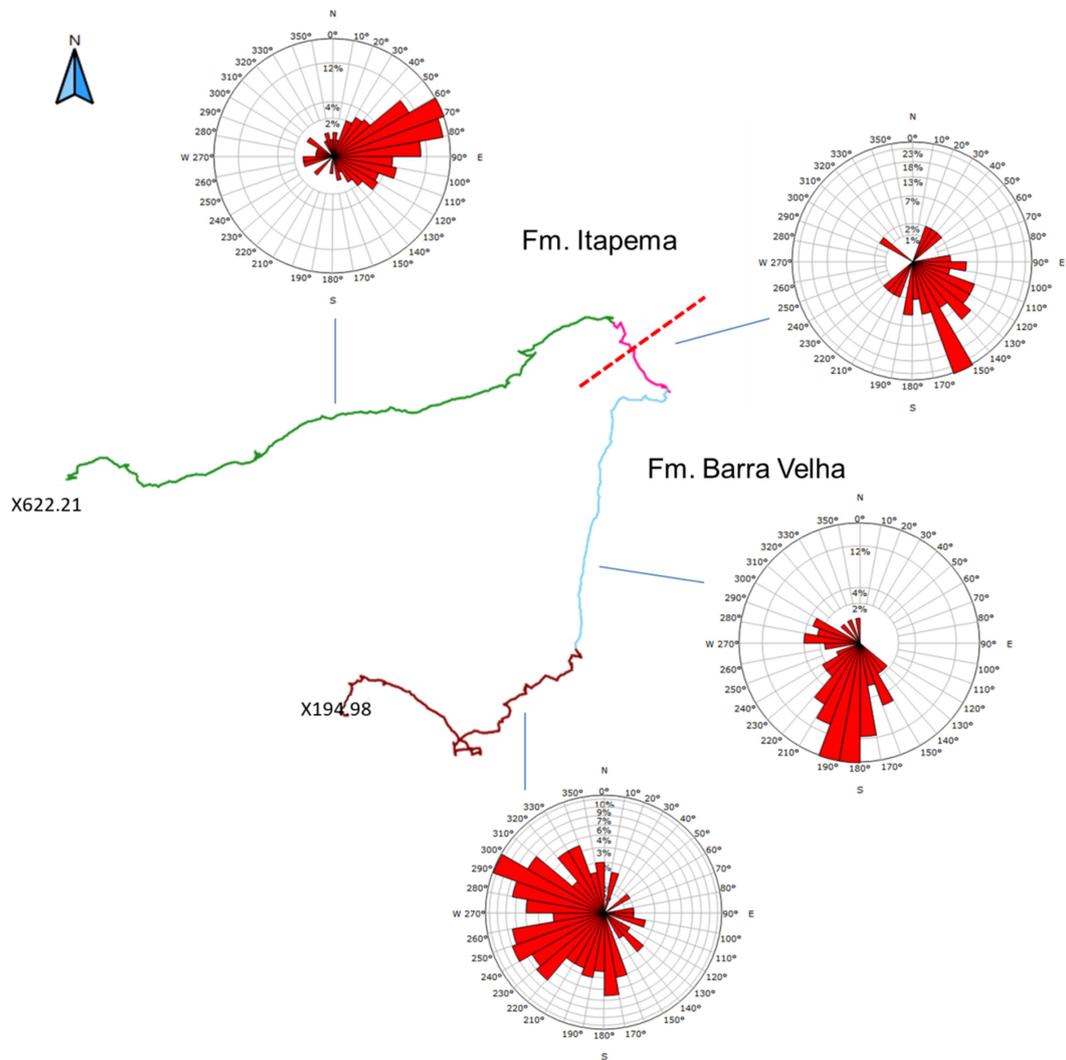


Figura 53 – Walkout plot dos acamamentos mapeados no poço C, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes. Nessa figura a linha pontilhada em vermelho marca o contato entre as formações. As linhas na cor vinho corresponde a zona 1, na cor azul claro a zona 2, na cor rosa a zonas de fraturas 3 e na cor verde a zona 4.

No intervalo da zona 4 os acamamentos ocorrem com azimutes variando de 50° a 90° e inclinação 10°. Os acamamentos da zona 3 apresentam azimutes variando de 120° a 170° e inclinação média de 7°. Já na zona 2, os azimutes dos acamamentos variam de 170° a 210° e têm inclinação média de 11°. Por fim, a zona 1 exibe acamamentos com azimutes de ampla variação azimutal de direção preferencial SW a NW e inclinação média de 7°.

Tabela 7 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço C por zonas.

Parâmetros dos acamamentos	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Formações	Barra Velha	Barra Velha	Barra Velha e Itapema	Itapema
Intervalo (m)	X194/X400	X400/X470	X470/X516	X516/X622
Total de metros	206m	70m	46m	106m
Número total de acamamentos	144	118	38	237
Azimute médio	264°	200°	143°	075°
Inclinação média	07°	11°	07°	10°

6.1.4 Acamamentos no Poço D

No poço D é possível notar a ocorrência de um comportamento disperso nos *trends* principais dos acamamentos e a partir dos diagramas de rosetas das formações Itapema e Barra Velha, mostrados nas Figuras 54 e 55. Através da análise da distribuição dos azimutes ao longo da profundidade em *walkout plots* (Figura 56), foram individualizados 3 zonas que são detalhadas na Tabela 8.

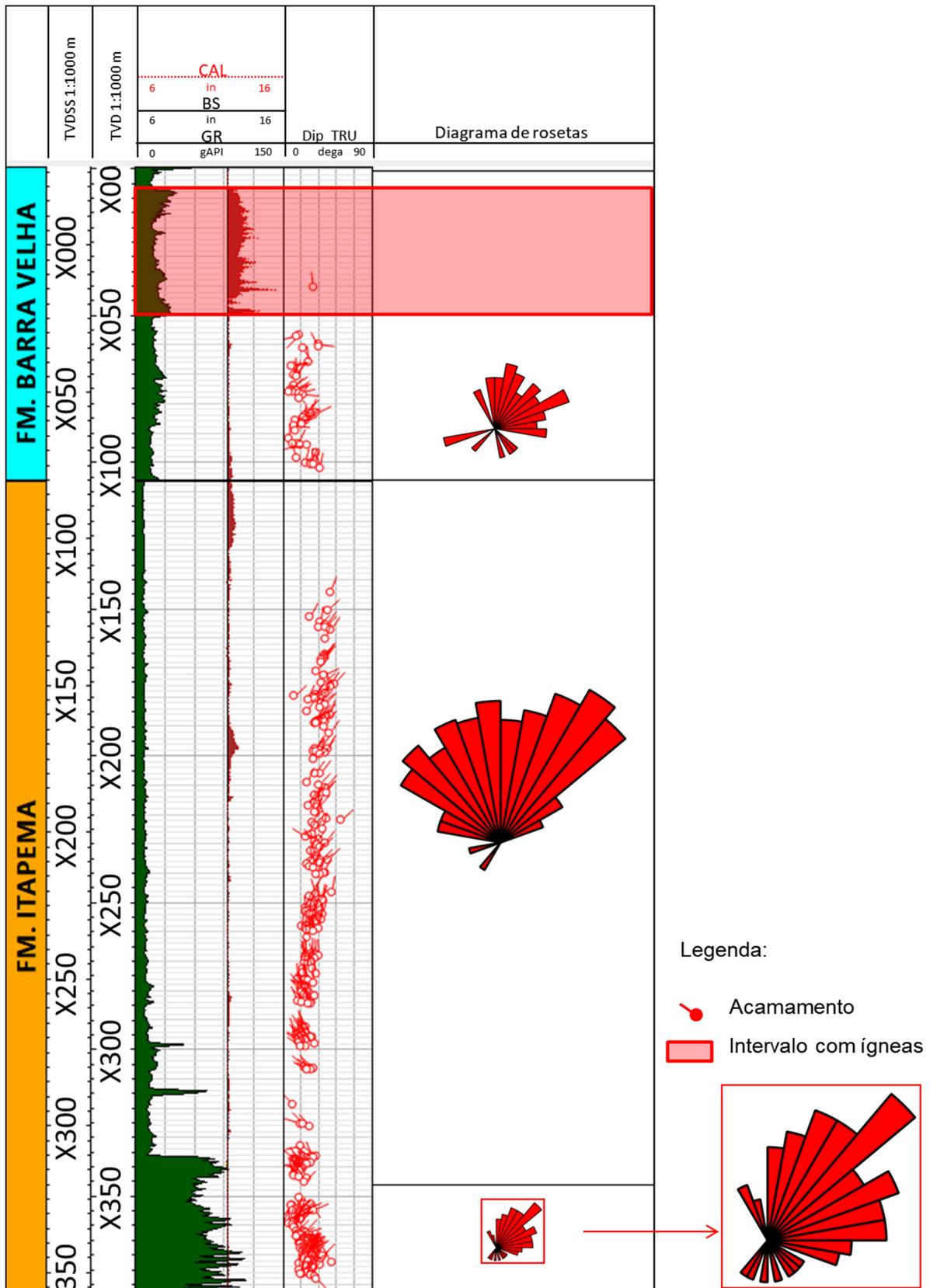
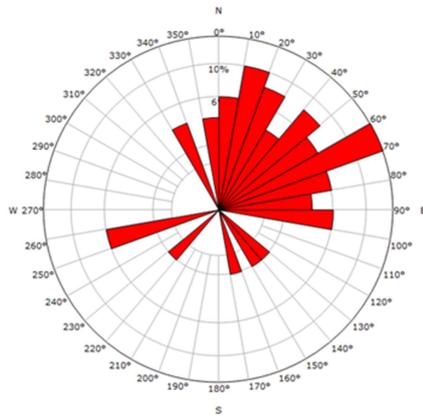


Figura 54 – Perfil com a distribuição dos azimutes medidos no poço D. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfil de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos dos acamamentos medidos (DIP_TRU); 5) Diagrama de rosetas por zonas estruturais.

Fm. Barra Velha



Fm. Itapema

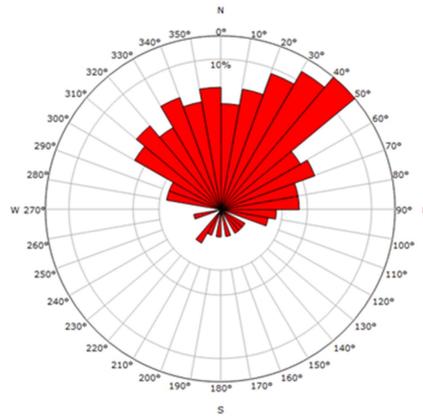


Figura 55 – Diagramas de rosetas das formações Barra Velha e Itapema para o poço D.

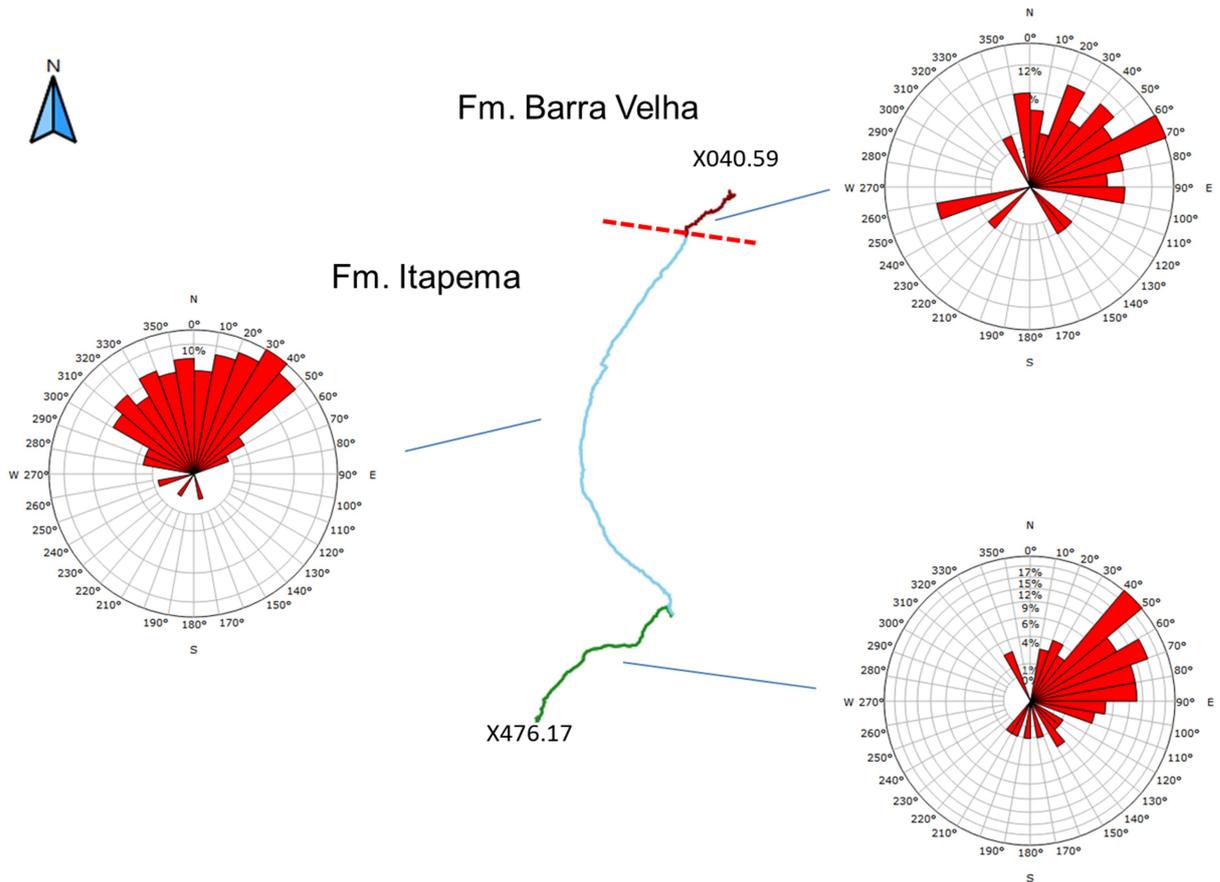


Figura 56 – Walkout plot dos acamamentos mapeados no poço D, em diferentes cores as zonas definidas e seus diagramas de rosetas correspondentes. Nessa figura a linha pontilhada em vermelho marca o contato entre as formações Barra Velha e Itapema. As linhas cor vinho corresponde a zona 1, na cor azul claro a zona 2 e na cor verde a zona 3.

Os acamamentos no intervalo da zona 3 apresentam *trends* azimutais de 40° a 110° e inclinação média de 13°. Enquanto, na zona 2 os acamamentos que ocorrem na porção superior da Fm. Itapema, apresenta *trends* azimutais de 300° a 50° com padrão disperso e inclinação média de 19°. Por fim, a zona 1 apresenta um padrão disperso de azimutes dos acamamentos, com uma variação de 0° a 100° e inclinação média de 8°.

Tabela 8 – Medidas e parâmetros dos acamamentos identificados no poço D para por zonas:

Parâmetros dos acamamentos	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Formações	Barra Velha	Barra Velha e Itapema	Itapema
Intervalo (m)	X000/X106	X106/X345	X345/X477
Total de metros	95m	250m	132m
Número total de acamamentos	41	234	73
Azimute médio	043°	010°	062°
Inclinação média	08°	19°	13°

6.1.5 Discussão sobre os acamamentos nos poços

Ao analisar os quatro poços foi possível observar que os acamamentos medidos na Formação Itapema se apresentam com uma inclinação média de 15°. Na Formação Barra Velha, os acamamentos se apresentam com baixas inclinações e, conseqüentemente, com um padrão disperso de azimutes (Figura 57 e Tabela 9). No poço C foi observada uma mudança azimutal brusca entre as formações Itapema e Barra Velha, contudo não se notou qualquer indício de falhamento na região próxima ao contato das formações, como será mostrado nas próximas seções.

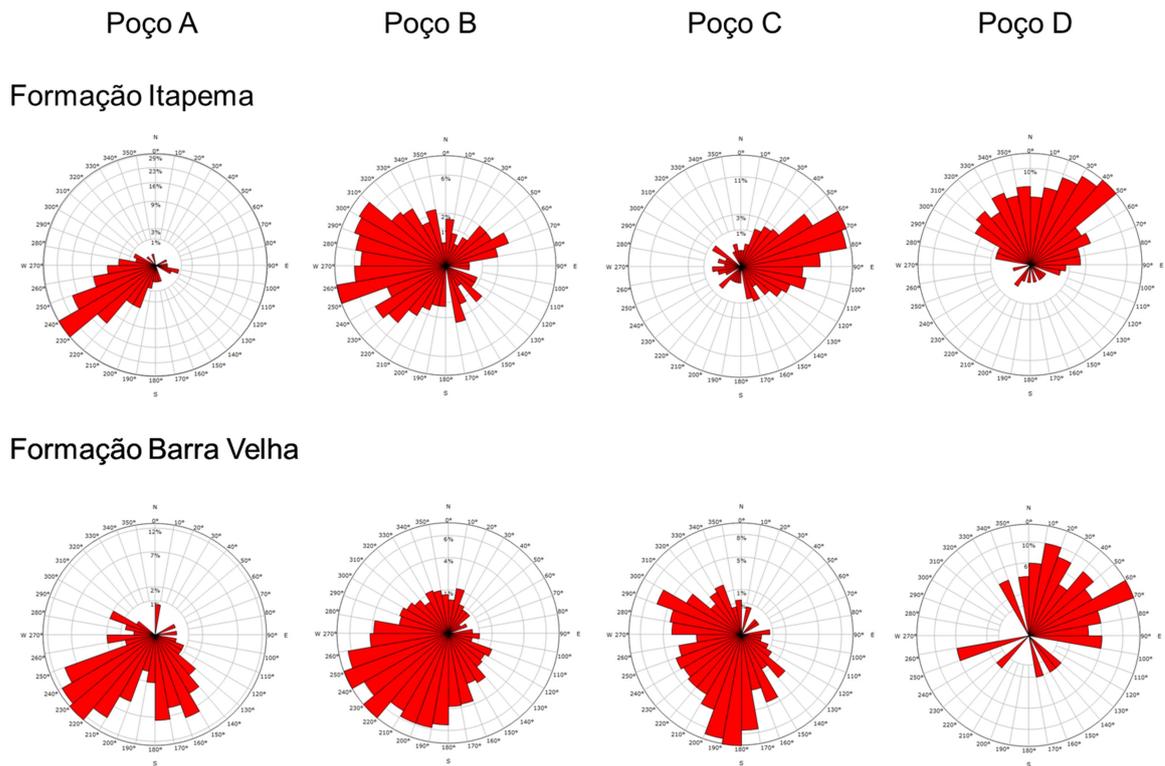


Figura 57 – Diagrama de rosetas dos poços analisados neste estudo com a distribuição dos azimutes dos acamamentos medidos.

Tabela 9 – Padrões azimutais dos acamamentos identificados para os quatro poços analisados.

Parâmetros	Poço A	Poço B	Poço C	Poço D
Nº de Zonas	3	3	4	3
Azimute médio na Fm. Itapema	236	283	077	018
Inclinação média na Fm. Itapema	20	11	09	17
Azimute médio na Fm. Barra Velha	206°	222°	222°	037°
Inclinação média na Fm. Barra Velha	13°	05°	07°	08°

6.2 Interpretação e análise de *breakouts* nos poços

Os *breakouts* foram medidos e analisados para todos os quatro poços, uma vez que todos os poços são verticais. Nos poços perfilados com a ferramenta OBMI (poços A, C e D) não foi possível visualizar os *breakouts* nas imagens resistivas devido a falta de recobrimento da parede do poço, sendo somente possível nas imagens acústicas. No poço B, único poço perfilado com a ferramenta de imagem resistiva FMI-HD, os *breakouts* puderam ser observados em ambas imagens resistivas e acústicas. Esta diferença na visualização dos *breakouts* decorre em função da porcentagem de cobertura entre essas ferramentas resistivas.

As medidas indicam que a direção do estresse horizontal máximo é NE-SW para os poços A, B e D, e N-S para o poço C. Os parâmetros dos *breakouts* estão resumidos na Tabela 10, enquanto as direções medidas podem ser observadas nos diagramas de rosetas de azimutes espelhados na Figura 58.

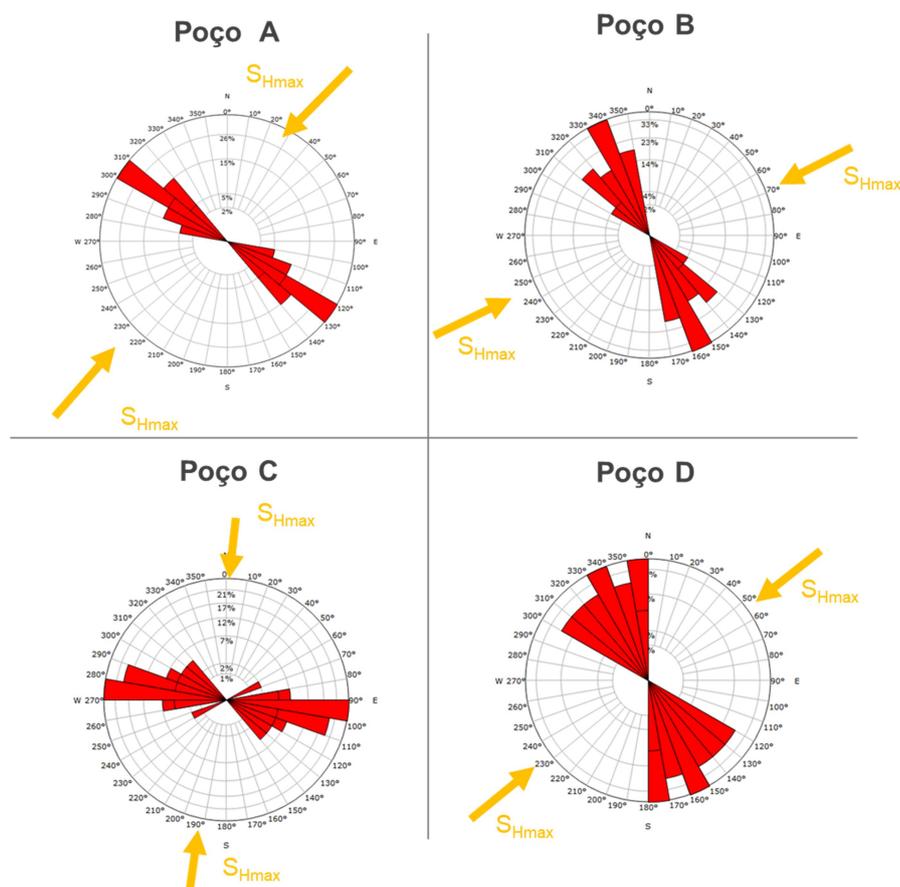


Figura 58 – Diagramas de rosetas com a orientação principal do S_{Hmax} total medido através dos *breakouts* para os quatro poços analisados.

Tabela 10 – Medidas e parâmetros dos *breakouts* identificados nos quatro poços.

Parâmetros dos <i>breakouts</i>	Poço A	Poço B	Poço C	Poço D
Azimute médio	176°	152°	282°	309°
Inclinação média	89°	89°	89°	89°
Direção do Shmax	NE-SW	NE-SW	N-S	NE-SW

No poço A, *breakouts* com altura entre 0.8/1.5m são observados em intervalos esparsos no topo da Fm. Barra Velha, como exemplificado na Figura 59. O mesmo ocorre com o poço B, onde *breakouts* com altura média de 0.3/0.6m e um *breakout* de 3.5m estão presentes no topo da Fm. Barra Velha.

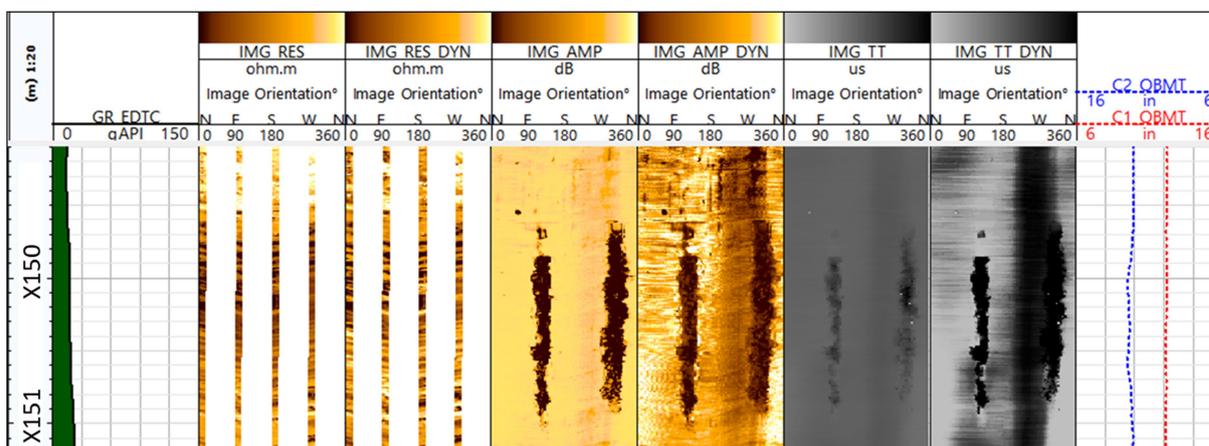


Figura 59 – Exemplo de *breakouts* no poço A, notar o arrombamento no cáliper 2 (à direita). Trilhas: 1) Profundidade – escala 1:20m; 2) Perfil de raios gama (GR_EDTC); 3) Imagem resistiva estática (IMG_RES); 4) Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 5) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP); 6) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 7) Imagem acústica de tempo de trânsito estática (IMG_TT); 8) Imagem acústica de tempo de trânsito dinâmica (IMG_TT_DYN); 9) Cáliper de 2 braços (C1_OBMT e C2_OBMT).

No poço C, *breakouts* foram observados entre as profundidades X134/X234m, parte superior da Fm. Barra Velha. É importante ressaltar que devido a interferência magnética nos dados de orientação, não foi possível mapear todo o intervalo de *breakouts*, somente foram mapeadas as áreas menos afetadas (Figura 60).

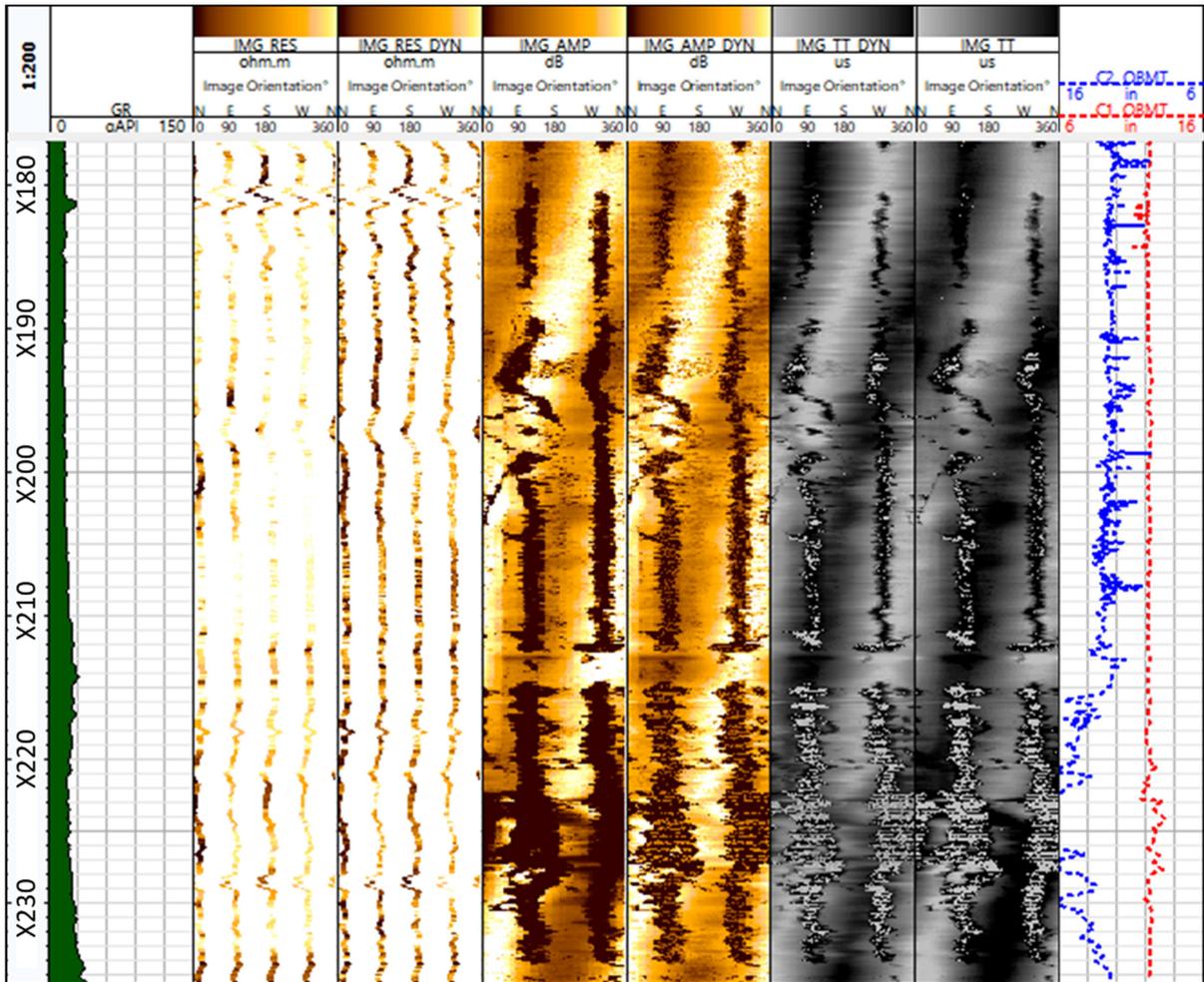


Figura 60 – Exemplo de *breakouts* no poço C, notar arrombamento nos cálipers 1 e 2 e no perfil de poço *borehole shape*. Trilhas: 1) Profundidade – escala 1:200m; 2) Perfis de raios gama (GR); 3) Imagem resistiva estática (IMG_RES); 4) Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 5) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP); 6) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 7) Imagem acústica de tempo de trânsito estática (IMG_TT); 8) Imagem acústica de tempo de trânsito dinâmica (IMG_TT_DYN); 9) Cáliper de 2 braços (C1_OBMT e C2_OBMT).

Comportamento semelhante ao do poço C, descrito anteriormente, é observado no poço D, onde os *breakouts* estão nas profundidades X007/X053m, parte superior da Fm. Barra Velha (Figura 61). No poço D, *breakouts* com menos de 1m de altura são observados na Fm. Itapema.

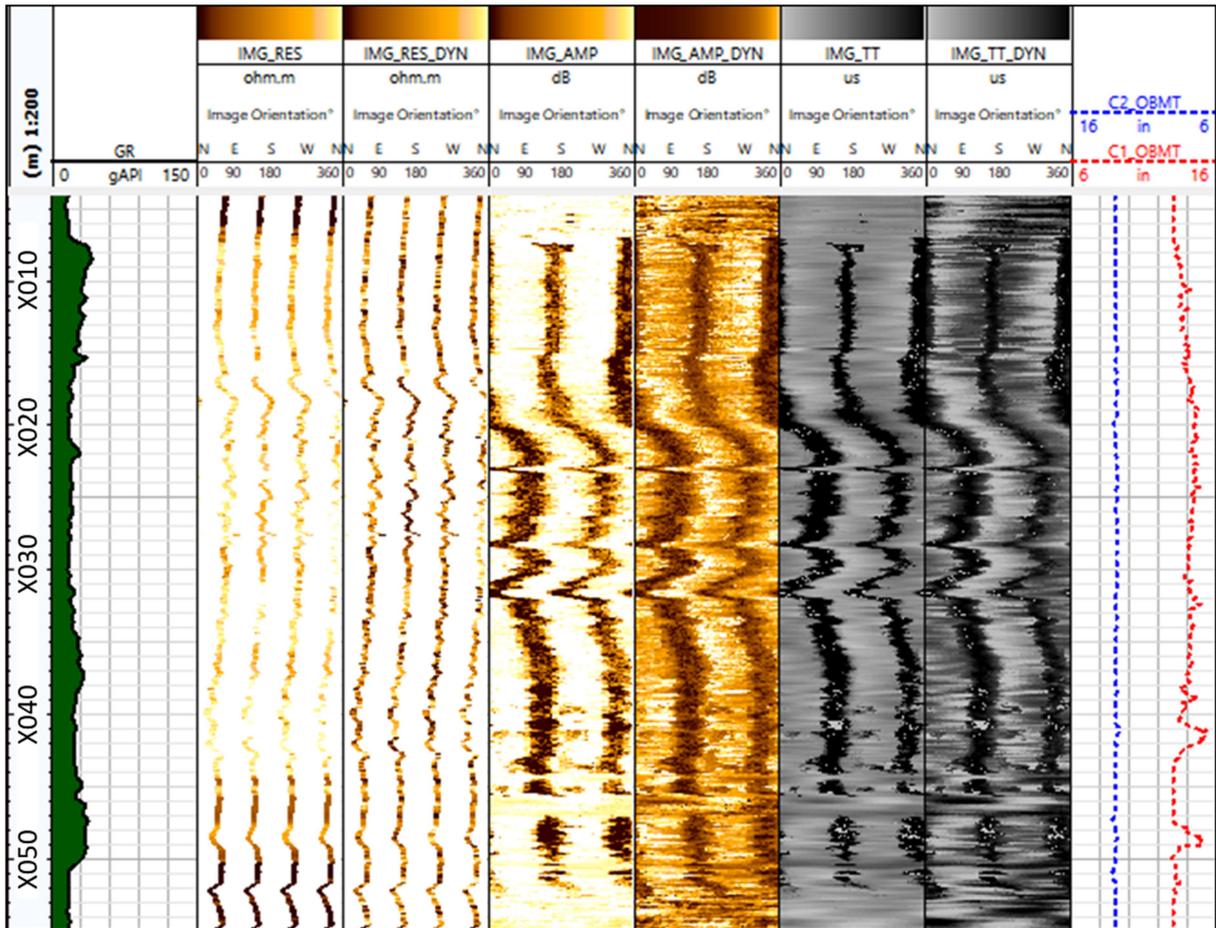


Figura 61 – Exemplo de *breakouts* no poço D no intervalo das rochas ígneas, observar trechos com interferência magnética nas imagens, notar também arrombamento no cáliper 1. Trilhas: 1) Profundidade – escala 1:200m; 2) Perfis de raios gama (GR); 3) Imagem resistiva estática (IMG_RES); 4) Imagem resistiva dinâmica (IMG_RES_DYN); 5) Imagem acústica de amplitude estática (IMG_AMP); 6) Imagem acústica de amplitude dinâmica (IMG_AMP_DYN); 7) Imagem acústica de tempo de trânsito estática (IMG_TT); 8) Imagem acústica de tempo de trânsito dinâmica (IMG_TT_DYN); 9) Cáliper de 2 braços (C1_OBMT e C2_OBMT).

É importante ressaltar que foram observados *breakouts* no topo dos quatro poços analisados. Os poços A e B não possuem rochas ígneas na Fm. Barra Velha e os *breakouts* observados no topo desta formação são condicionados, aparentemente, a intervalos que apresentaram problemas como perda de fluido durante a perfuração do poço. Todavia, os poços C e D possuem grandes intervalos de rochas ígneas, onde é observada a presença de *breakouts* por toda a extensão do intervalo onde ocorrem essas rochas, ocorrendo de modo contínuo conforme é observado na Figura 62.

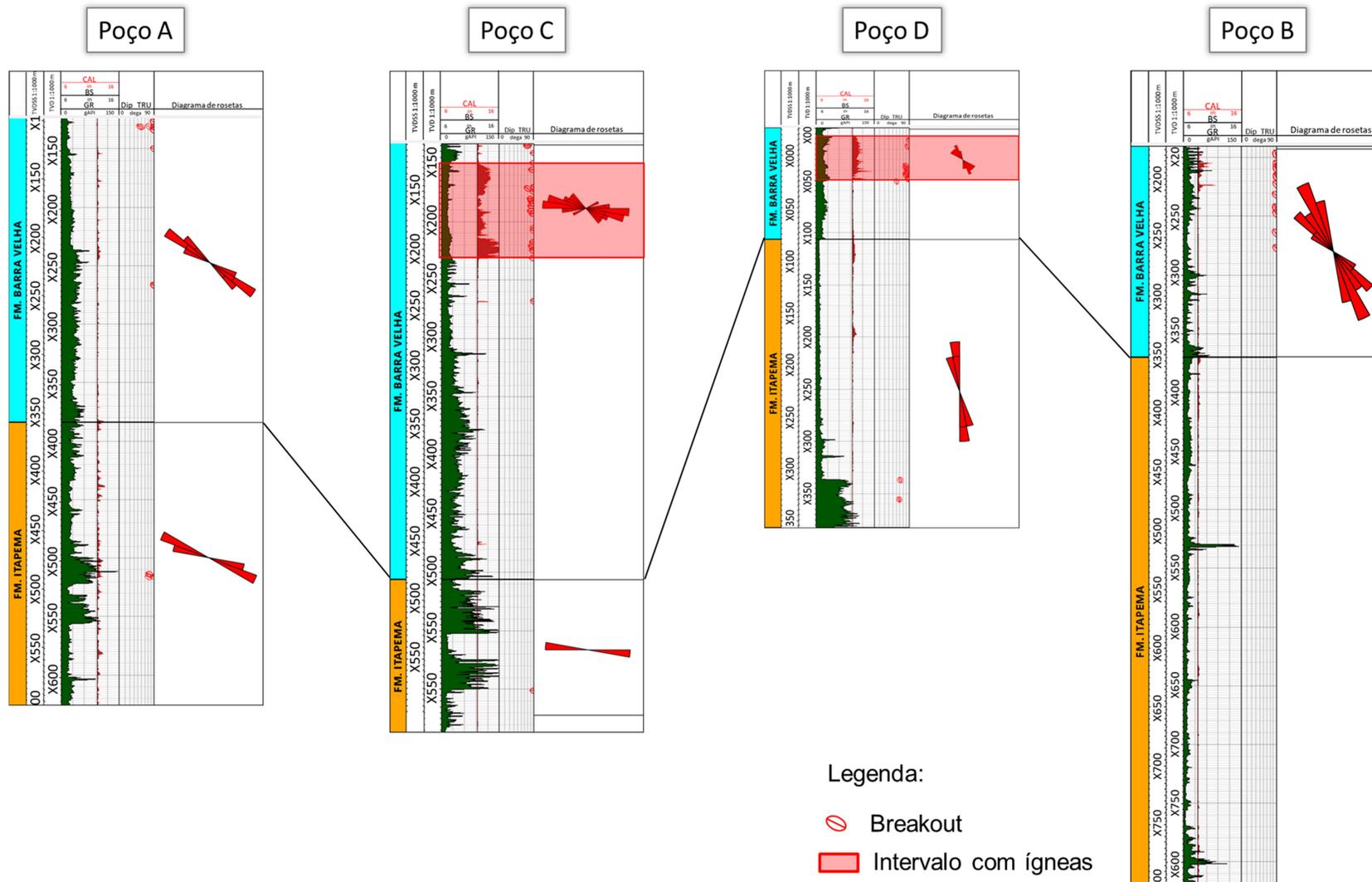


Figura 62 – Perfil com a distribuição dos *breakouts* medidos nos poços A, B, C e D em MD. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfis de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos dos acamamentos medidos (DIP_TRU); 5) diagrama de rosetas por zonas.

6.3 Interpretação e análise das fraturas nos poços

As fraturas foram interpretadas usando os perfis de imagens resistivas e acústicas. Contudo, elas foram melhor identificadas nas imagens acústicas de amplitude e de tempo de trânsito. As fraturas identificadas em cada poço são apresentadas de acordo com a sua ocorrência em cada formação para uma melhor compreensão e análise dos resultados.

6.3.1 Análise de fraturas no poço A

O poço A foi dividido em seis zonas de alta densidade de fratura ao longo das formações Itapema e Barra Velha. No intervalo da Fm. Itapema foram identificadas quatro zonas de fraturas, enquanto na Fm. Barra Velha duas zonas de fraturas. As zonas de fraturas foram definidas a partir do cálculo da densidade de fraturas por metro e essas zonas são mostradas na Figura 63.

Os números de fraturas totais mapeadas assim como os tipos são mostrados nas Tabela 11, e na Tabela 12 são analisadas as zonas de fraturas definidas no poço A. Conforme é possível observar na Figura 63, a Fm. Itapema apresenta uma quantidade menor de fraturas do que na Fm. Barra Velha. Também é notório que na Fm. Itapema há uma expressa ocorrência de fraturas fechadas, sobretudo nas zonas das porções mais inferiores, zonas F5 e F6. A zona F4 se destaca pela grande abundância de fraturas parciais com um *trend* de fraturamento E/W. No entanto, a zona F3 apresenta uma grande variação nos tipos de fraturas identificadas, com fraturas fechadas, abertas e semi-abertas dentro de uma mesma zona. Ademais, é notório o *trend* de fraturamento E/W observado.

Na Fm. Barra Velha, a maior parte das fraturas observadas são classificadas como fraturas abertas e semi-abertas. Além desta formação apresentar a maior densidade de fraturas neste poço, no intervalo correspondente as zonas F1 e F2. É possível observar nos diagramas de rosetas das fraturas naturais que na Fm. Barra Velha, não há um *trend* preferencial das fraturas identificadas. Evidenciando que neste poço os carbonatos da Fm. Barra Velha estão fraturados em diversas direções.

A diferença entre as fraturas fechadas e semi-abertas identificadas na Fm. Itapema e as fraturas abertas e semi-abertas identificadas na Fm. Barra Velha pode refletir distintos estágios de fraturamento, onde as fraturas mais antigas correspondem as fraturas fechadas, e as fraturas mais recentes correspondem as fraturas abertas e semi-abertas. Outra hipótese acerca da maior abundância de fraturas fechadas na Fm. Itapema é o avanço da diagênese e o preenchimento das fraturas existentes nesses carbonatos. Tal hipótese deve ser somente suportada através da análise das rochas coletadas nesta formação.

Tabela 11 – Fraturas identificadas nas formações Itapema e Barra Velha no poço A

Parâmetros	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
Total de fraturas	180	328
Nº de zonas	4	2
Fratura aberta	4	70
Fratura semi-aberta	77	151
Fratura fechada	31	7
Fratura	5	30
Fratura parcial	63	67

Tabela 12 – Zonas de fraturas e seus parâmetros por zona.

Zonas de Fraturas	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Formações	Barra Velha	Barra Velha	Itapema	Itapema	Itapema	Itapema
Intervalo (m)	X157/X235	X235/X302	X402/X497	X509/X536	X565/X579	X603/X622
Total (m)	78m	67m	95m	27m	14m	19m
Fraturas por metro	2,3	2	0,9	0,8	1,7	2,2
Nº de Fraturas	182	135	86	21	24	42

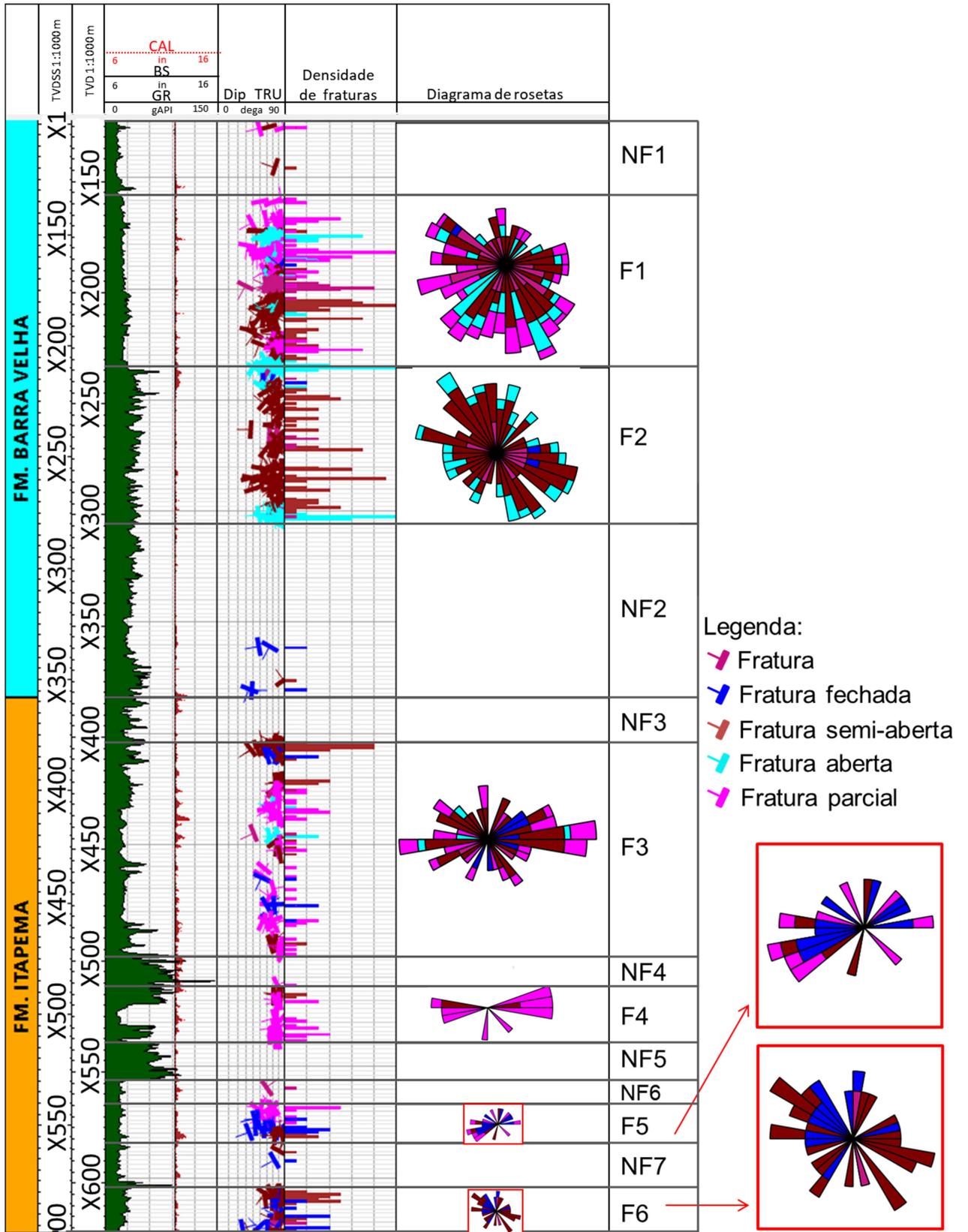


Figura 63 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço A. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Raios gama (GR) e Cáliper (CAL); 4) Mergulhos das fraturas medidas (DIP_TRU); 5) Diagrama de rosetas por zonas estruturais.

6.3.2 Análise de fraturas no poço B

O poço B foi dividido em quatro zonas de alta densidade de fraturas, todas essas zonas ocorrem na Fm. Itapema. Na Fm. Barra Velha não foi identificada nenhuma zona de fratura, devido a baixa ocorrência de fraturas nesta formação. Na Figura 64 é mostrada a distribuição das fraturas mapeadas, bem como as quatro zonas de fraturas na Fm. Itapema.

Os números e os tipos de fraturas identificadas são especificados nas Tabelas 13 e 14. No poço B, a Fm. Itapema se encontra muito mais fraturada que a Fm. Barra Velha. Ademais, as fraturas identificadas neste poço foram classificadas como fraturas parciais, visto que as imagens de tempo de trânsito apresentam um baixo contraste, tornando a classificação dessas fraturas imprecisa.

As quatro zonas de fraturas definidas apresentam-se semelhantes umas as outras, apenas diferindo nos *trends* preferenciais. De modo que a zona F4 possui um *trend* semelhante a zona F1, com direção NE/SW. Enquanto as zonas F2 e F3 apresentam um padrão disperso nos diagramas de rosetas. De todo modo, a zona F1 se destaca das demais por apresentar uma densidade média de fraturas de 2 fraturas por metro, em um intervalo próximo ao contato entre as formações Itapema e Barra Velha.

Tabela 13 – Fraturas identificadas no poço A

Parâmetros	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
Total de fraturas	177	17
Nº de zonas	4	0
Fratura fechada	9	0
Fratura	56	2
Fratura parcial	112	16

Tabela 14 – Zonas de fraturas e seus parâmetros

Zonas de Fraturas	F1	F2	F3	F4
Formações	Itapema	Itapema	Itapema	Itapema
Intervalo (m)	X370/X382	X460/X485	X496/X529	X543/X596
Total (m)	12m	25m	33m	53m
Densidade de Fraturas	2	1,2	1,1	0,7
N° de Fraturas	24	30	39	42

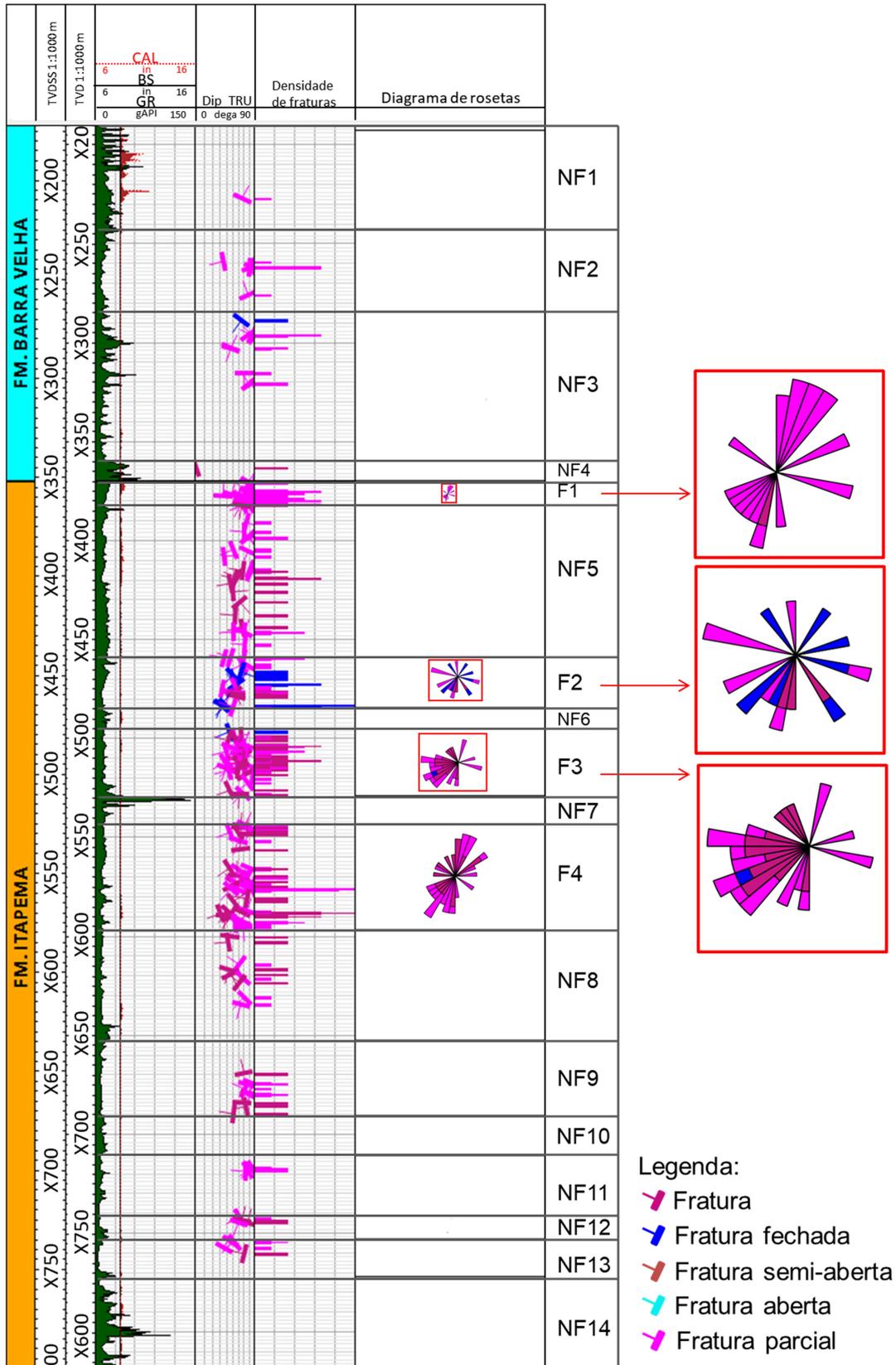


Figura 64 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço B. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfil de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos das fraturas medidas (DIP_TRU); 5) Diagrama de rosetas por zonas estruturais.

6.3.3 Análise de fraturas no poço C

O poço C possui uma baixa densidade de fraturas e, por isso, não foi dividido em zonas estruturais. A Figura 65 mostra distribuição das fraturas identificadas nas unidades litoestratigráficas, sendo possível observar que em ambas as formações ocorrem fraturas parciais com um *trend* na direção NW/SE. As características das fraturas identificadas no poço C são sumarizadas na Tabela 15.

A maior parte das fraturas observadas são fraturas parciais, ou seja, fraturas que não formam uma sinusóide completa. Essas fraturas parciais ocorrem de modo esparsos em ambas as formações e com *trends* preferenciais muito bem definidos, exibindo um padrão de fraturamento que se repete em ambas as formações.

Tabela 15 – Fraturas identificadas no poço C por formação.

Parâmetros	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
Total de fraturas	20	67
Nº de zonas	0	0
Fratura aberta	0	11
Fratura semi-aberta	0	3
Fratura fechada	2	3
Fratura	0	2
Fratura parcial	18	48

É interessante observar que próximo ao contato entre as formações Itapema e Barra Velha a ocorrência de fraturas aumenta, isto pode ter relação com a mudança de ambiente deposicional. Além disso, também é possível notar que a Fm. Itapema se encontra menos fraturada que a Fm. Barra Velha (Tabela 15). A Fm. Barra Velha exibe dois interessantes intervalos de fraturas, um de apenas 8m, entre X478/X470m com uma grande quantidade de fraturas abertas e outro em X310/X237m onde é notado um aumento na incidência de fraturas em direção ao topo no contato com as rochas ígneas. Por fim, vale ressaltar que no intervalo das rochas ígneas foram observadas poucas fraturas, devido a grande ocorrência de *breakouts* neste intervalo, dificultando a interpretação de feições geológicas.

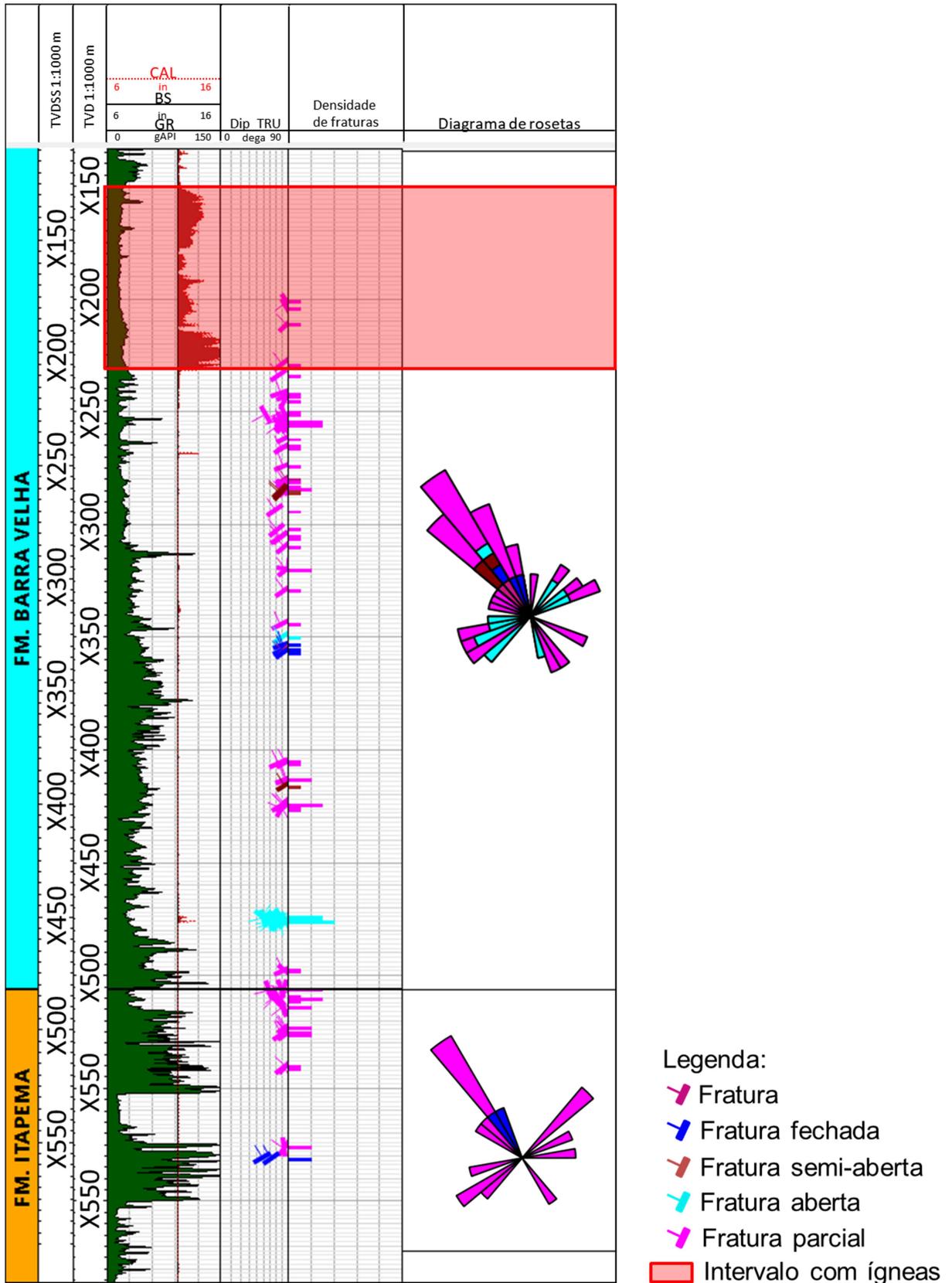


Figura 65 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço C. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfis de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos das fraturas medidas (DIP_TRU); 5) diagrama de rosetas por zonas litoestratigráficas.

6.3.4 Análise de fraturas no poço Poço D

No poço D foram mapeadas poucas fraturas em ambas as formações, por isso, ele não foi dividido em zonas fraturadas. Na Figura 66 é mostrada a distribuição das fraturas mapeadas nas duas unidades litoestratigráficas. As fraturas ocorrem de modo disperso ao longo do poço, sendo observado principalmente fraturas parciais e fechadas, sobretudo na Fm. Itapema, conforme é possível observar na Tabela 16. Na Fm. Itapema é observado um *trend* de fraturamento NW/SE, com grande parte das fraturas nas porções de raios gama mais baixo. Também existem fraturas no contato entre as formações Itapema e Barra Velha, as quais foram classificadas como fechadas na Fm. Itapema, e como parciais e semi-abertas na Fm. Barra Velha. Na Fm. Barra Velha não foi possível definir um *trend* preferencial de fraturamento, devido a baixa ocorrência. No intervalo das rochas ígneas não foi possível fazer uma interpretação das fraturas, devido a ocorrência de *breakouts* e a interferência magnética nos magnetômetros das ferramentas de imagem.

Tabela 16 – Fraturas identificadas no poço D.

Parâmetros	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
Total de fraturas	61	14
Nº de zonas	0	0
Fratura semi-aberta	8	0
Fratura fechada	29	5
Fratura	9	1
Fratura parcial	15	8

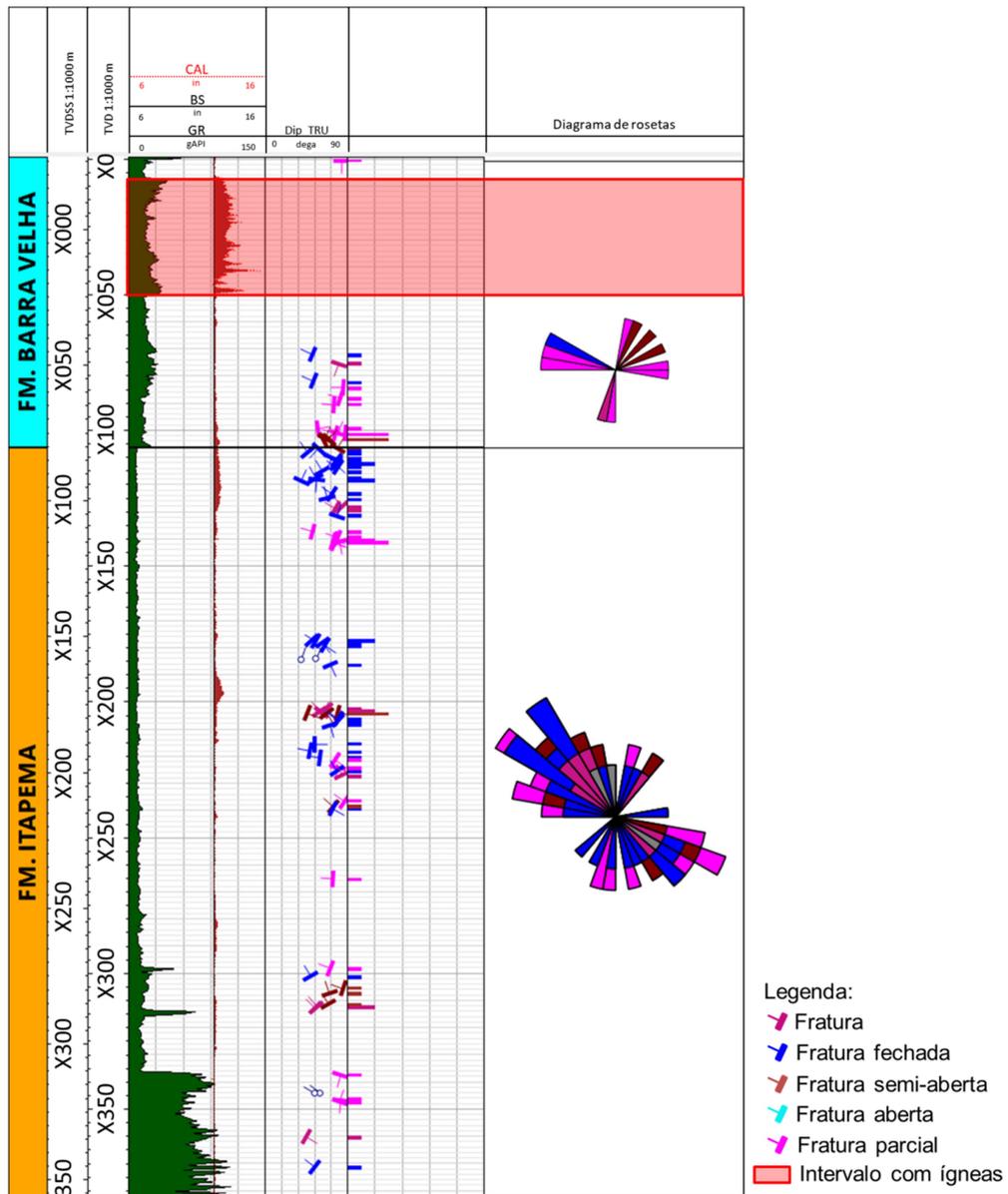


Figura 66 – Perfil com a distribuição das fraturas medidas no poço D. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade em escala 1:1000 m; 3) Perfis de raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) Mergulhos das fraturas medidas (DIP_TRU); 5) Diagrama de rosetas por zonas litoestratigráficas.

6.4 Avaliação integrada das feições estruturais, fácies, porosidade e conteúdo de sílica

A avaliação conjunta das feições estruturais mapeadas, das descrições das amostras laterais e dos perfis de porosidade e de sílica foi realizada tendo como base o zoneamento realizado a partir da densidade de fraturas. Os resultados obtidos são apresentados individualmente para cada poço.

6.4.1 Avaliação integrada do poço A

No poço A foram definidas 6 zonas de fraturas e 7 zonas não fraturadas. Essas zonas juntamente com as fraturas mapeadas, os perfis de raios gama, NMR e conteúdo de sílica junto as fácies descritas nas amostras laterais são mostradas na Figura 67. As características dessas zonas são apresentadas na Tabela 17.

De modo geral, a Fm. Itapema apresenta o cáliber localmente afetado, em especial no intervalo NF4. Desde a base desta formação em X622m até X553m (zonas NF6, F5, NF7 e F6), o perfil de raios gama apresenta um valor médio de 23° API com 4 amostras descritas como *grainstones* e 1 como calcário. Neste intervalo, o perfil de porosidade evidencia baixas porosidades, com os valores médios de 8% da porosidade total (PHIT), de 6% da porosidade efetiva (PHIE) e de 2% de fluido livre (FF) e baixo conteúdo de sílica com um valor médio de 3%. Não foi possível notar diferenças significativas entre os perfis GR, NMR e sílica nas duas zonas fraturadas F5 e F6 e a zona não fraturada NF7. Contudo, a zona NF6 difere-se por o perfil de NMR apresentar boas porosidades e alto fluido livre. Estas zonas (NF6, F5, NF7 e F6) são caracterizadas com predominância de *grainstones* fraturados ou não, com baixo conteúdo de sílica, baixa porosidade e baixíssimo fluido livre. Na amostra de calcário apresenta um valor maior de sílica, quando comparado as amostras de *grainstones* no intervalo analisado.

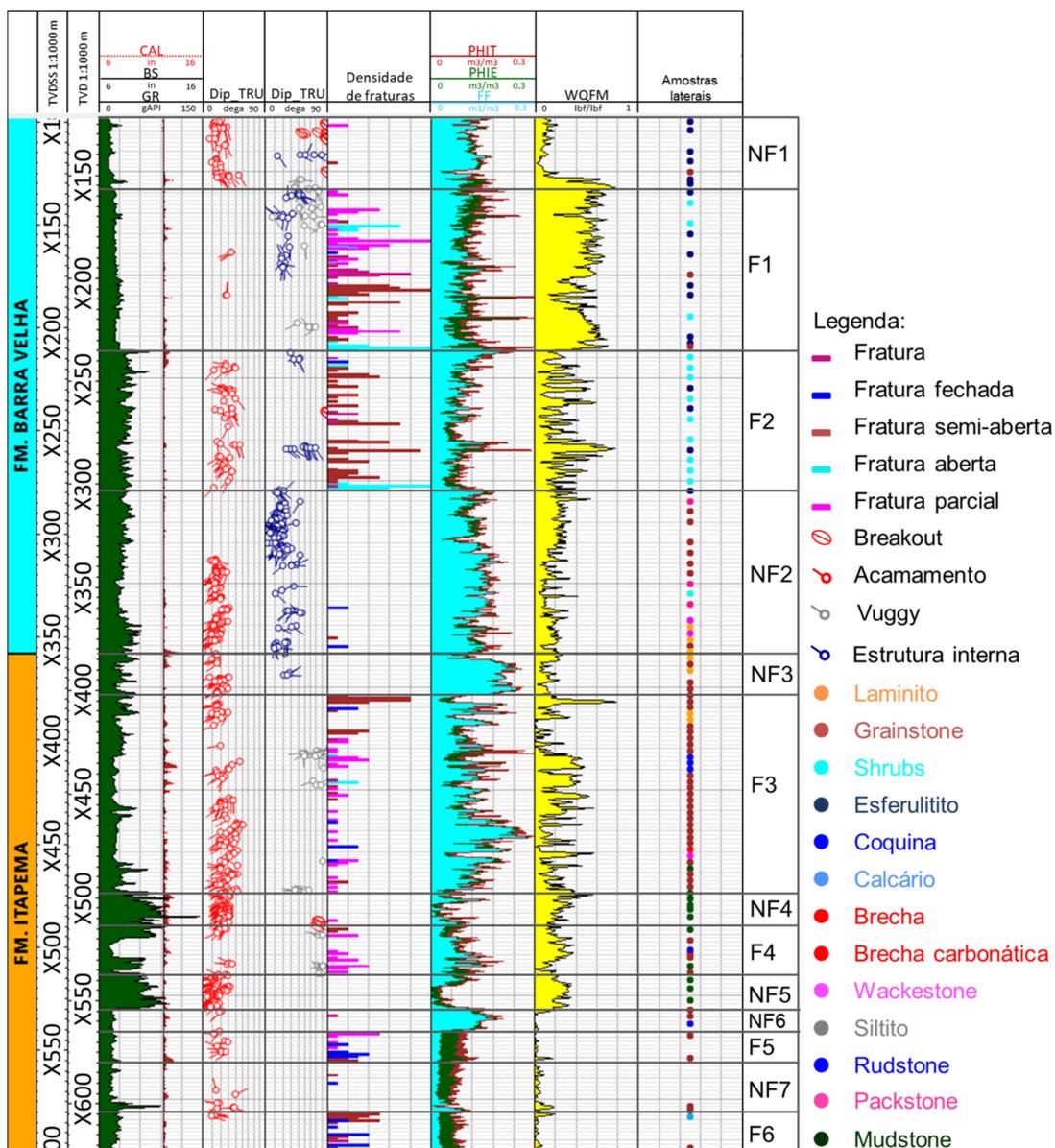


Figura 67 – Perfil do poço A e as zonas de fraturas (F) e não fraturas (NF). Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade; 3) Perfis de raios gama (GR), Cáliper (CAL), Bit size (BS); 4) Mergulhos medidos (DIP_TRU); 5) Densidade de fraturas; 6) Porosidade total (PHIT), Porosidade efetiva PHIE e Fluido livre (FF); 7) Conteúdo de sílica (WQFM); 8) amostras laterais.

Tabela 17 – Características observadas nas zonas definidas no poço A.

Zonas de Fraturas	Intervalo (m)	Formação	GR (° API)	SiO ₂ (%)	PHIT (%)	PHIE (%)	FF (%)
NF1	X121/X157m	BV	17°	10%	12%	12%	10%
F1	X157/X235m	BV	25°	50%	13%	13%	8%
F2	X235/X302m	BV	40°	18%	10%	10%	7%
NF2	X302/X382m	BV	34°	19%	15%	14%	12%
NF3	X382/X402m	ITP	35°	14%	20%	19%	18%
F3	X402/X497m	ITP	30°	20%	14%	13%	11%
NF4*	X497/X509m	ITP	77°	27%	6%	6%	3%
F4	X509/X536m	ITP	46°	20%	10%	9%	6%
NF5	X536/X553m	ITP	70°	26%	6%	5%	2%
NF6	X553/X565m	ITP	21°	4%	16%	15%	14%
F5	X565/X579m	ITP	21°	2%	9%	7%	2%
NF7	X579/X603m	ITP	23°	4%	7%	6%	2%
F6	X603/X622m	ITP	28°	4%	8%	7%	3%

*Zona com cáliper arrombado.

O intervalo de X553/X497m, que compreende as zonas NF4, F4 e NF5, possui um alto conteúdo de raios gama (69° API) onde foram coletadas amostras de *mudstones* nas zonas NF4 e NF5, e amostras de *grainstones* na zona F4. A zona F4 destaca-se das demais por apresentar cimento de quartzo e calcedônia em poro interpartícula nas análise de lâmina delgada. É observada uma abundância de feições do tipo acamamentos nas porções de maior conteúdo de raios gama (zonas NF4 e NF5), e há uma maior concentração de fraturas parciais no intervalo da zona F4. No de X555/X500m é observada uma grande variação nos valores dos perfis de porosidades, com valores médios de 7% para PHIT e PHIE e de 4% para FF, enquanto o conteúdo de sílica tem uma variação em torno do valor de 24%.

Em direção ao topo da Fm. Itapema, entre as profundidades X497/X382m que contempla as zonas NF3 e F3, o perfil de raios gama se apresenta estável, com um valor médio de 30° API. Neste intervalo, há uma predominância de amostras de *grainstone* e localmente foram coletadas amostras de coquinas. Sendo constatada na análise petrográfica que as amostras da zona F3 apresentam-se com cimentação de quartzo e calcedônia em poros interpartículas, além de cimentação de calcita e dolomita em poros interpartículas. Na zona F3 foram observadas feições estruturais de acamamentos, fraturas semi-abertas e abertas, vugos e fraturas fechadas, enquanto na zona NF3 foram somente observados acamamentos. Este intervalo se apresenta com boas porosidades, em torno de 15%, com valores médios de FF de 12%, com variações locais deste comportamento, que se relacionam com um aumento no conteúdo de sílica, mostrando que o aumento de sílica causa uma piora na porosidade.

A Fm. Barra Velha apresenta o perfil cáliber com pouca qualidade e o perfil de raios gama mostra uma diminuição da base para o topo, com valores médios de GR em torno de 35° API entre as profundidades X382/X302m. Este intervalo corresponde a zona NF2, onde foram coletadas amostras de *grainstones* e laminitos. Neste intervalo são observados uma grande quantidade de acamamentos e estruturas internas dos carbonatos. Esta zona se destaca pelas boas porosidades e alto conteúdo de fluido livre, com baixo conteúdo de sílica (valor médio de 19%).

Na zona F2 (X302/X235m) há um aumento nos valores do perfil de raios gama (valor médio de 40° API), com alternância entre fácies *shrubs* e esferulititos localmente silicificados. Essa alternância de fácies *shrubs* com esferulititos remete aos ciclotemas *F1* e *F2* identificados por Wright & Barnett (2015). Nessa zona foram identificados poucos acamamentos e muitas fraturas semi-abertas, com uma piora na porosidade comparada a zona inferior, valores médios de 10% PHIT e PHIE e de 7% para FF. Esta zona difere das anteriormente descritas por uma mudança no comportamento do conteúdo de sílica, que apresenta uma média de 18% com picos que chegam a 70%. Nas descrições das lâminas são observadas amostras com cimentação de quartzo em porosidade vugular e interelemento. Além de duas amostras de silexito com fragmentos de esferulitito. Na base e topo da F2 foram identificadas fraturas abertas que se relacionam com valores mais altos das porosidades e valores de baixo a intermediário de sílica.

A zona F1 (X235/X157m) é o intervalo que mais se destacou, pois apresenta uma alta desindade de fratura semi-abertas e não classificadas, alta concentração de sílica (valor médio de 50%) e valores intermediários de porosidade (valores médios de 13% para PHIT e PHIE e 8% para FF). Nesta zona existe uma alternância de fácies *shrubs*, esferulititos e *grainstones*, refletindo também os ciclotemas F1, F2 e F3 de Wright & Barnett (2015). As amostras coletadas apresentam uma grande ocorrência de silicificação, que também se mostra presente nas descrições das lâminas. De maneira que das 11 amostras, cinco são descritas como silexito, enquanto outras amostras mostram cimentação de quartzo interpartícula. Este intervalo possui poucas estruturas internas e uma expressiva ocorrência de vugos próximo ao topo. Assim como é observado na F2, esta zona também mostra uma redução na porosidade, quando comparada a zona não fraturada NF2 na porção basal da Fm. Barra Velha.

Por fim, próximo ao topo da Fm. Barra Velha, zona NF1 (X157/X121m), os valores médios de raios gama é de 17° API, existe uma predominância de amostras de esferulitito e *grainstones*, com ocorrência de acamamentos, estruturas internas e alguns *breakouts*, fraturas induzidas e vugos. Este intervalo possui porosidades intermediárias com valores médios de 12% e FF com 10%. O conteúdo de sílica marca uma mudança brusca de valores altos da base (aproximadamente 50%) para valores baixo no topo (valor médio de 10%).

Este poço destaca por seu intenso grau de fraturamento nas imagens de poço analisadas, além de seu expressivo conteúdo de sílica, sobretudo na F1, e o grande número de amostras laterais que foram descritas com silicificação. Por isso, foi feito um levantamento das descrições de lâmina disponíveis, a fim de compreender o real papel da sílica na incidência de fraturas. Portanto, ao analisar essas descrições foi observado que nos intervalos fraturados, principalmente, na zona F1, é notória a ocorrência de cimentação de quartzo e calcedônia, ora na borda dos vugos, ora preenchendo o poro interelemento (Figura 68). Ademais, também foi observada a ocorrência pontual de silexito. Este fato corrobora para a indicação de que o processo de silicificação neste poço foi intenso e caracteriza como um processo diagenético, preenchendo poros e diminuindo a porosidade. Além disso, esse preenchimento de quartzo e calcedônia confere uma reologia mais rúptil as rochas, colaborando para um maior fraturamento das mesmas.

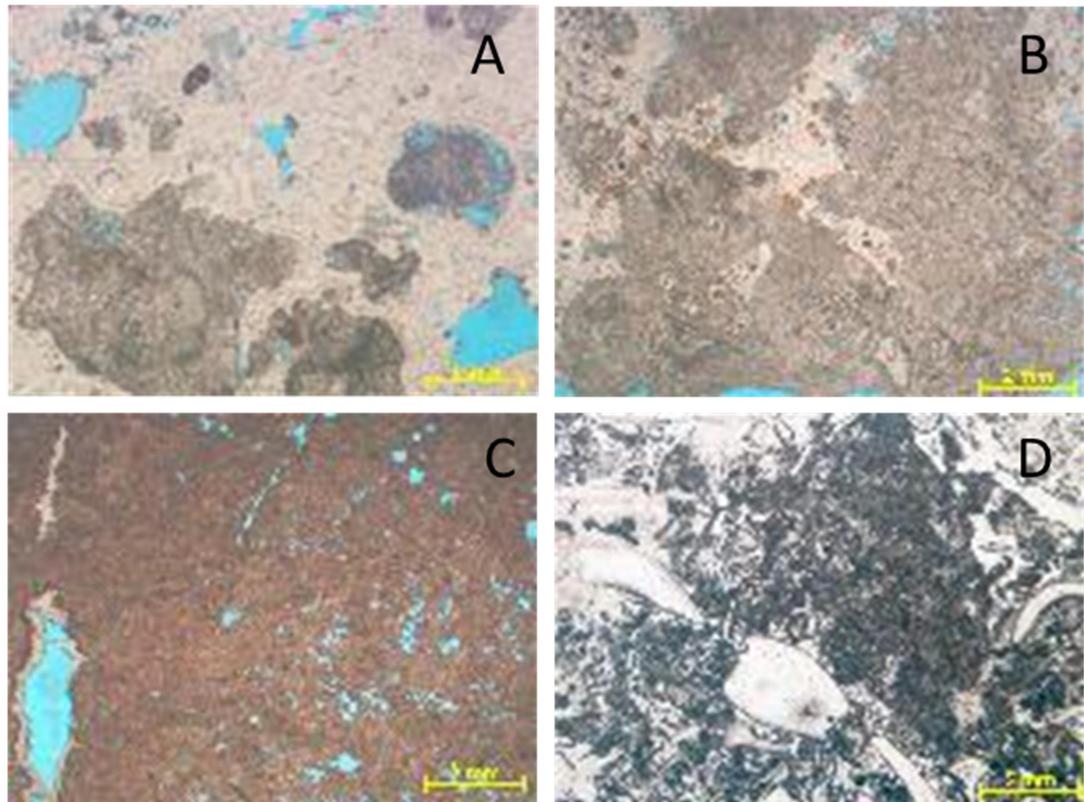


Figura 68 – Lâminas petrográficas do poço A. A) Sillexito com porosidade vugular. Profundidade X180m. B) Shurbs arbustiforme, com cimento de quartzo interelemento, cimento de calcedônia e cimento de quartzo em poro vugular. Profundidade X205m. C) Calcário cristalino com cimento de quartzo com textura de franja em poro vugular. Profundidade X265m. D) Floatstone com cimentação de quartzo e calcedônia em poro interpartícula. Profundidade X443m. Fonte: relatório do poço disponibilizado pela ANP.

6.4.2 Avaliação integrada do poço B

No poço B foram definidas 4 zonas de fraturas e 14 zonas não fraturadas, essas zonas podem ser observadas na Figura 68, enquanto as características de cada zona de fraturas são sintetizadas na Tabela 18. Na Fm. Itapema foram definidas 14 zonas distintas, 4 zonas com fraturas e 10 zonas não fraturadas. No entanto, na Fm. Barra Velha não foram definidas zonas de fraturas, devido a baixa ocorrência das mesmas e por ocorrerem de modo esparsa ao longo da formação.

A Fm. Itapema apresenta o perfil cáliber pouco afetado, com uma média de 8,6 in. Da base da formação em X819m até X770m, intervalo correspondente a zona NF14, os valores de raios gama com uma média de 24° API se destacam quando comparados as porções adjacentes. Neste intervalo foram amostrados *mudstones* e coquinas. Também foram observados muitos acamamentos e nenhuma fratura. Os valores médios das porosidades PHIT e PHIE são de 11%, do FF é 10% e com um conteúdo médio de sílica de 19%.

O intervalo de X650/X770m, correspondente as zonas NF9, NF10, NF11, NF12 e NF13, destaca-se dos demais pelo comportamento dos perfis de porosidade e conteúdo de sílica. O perfil de raios gama tem valor médio de 10° API e foram coletadas somente amostras descritas como coquina. Este intervalo apresenta poucas fraturas e acamamentos. As porosidades PHIT e PHIE têm valores médios de 6% e FF de 5%, com um alto conteúdo médio de sílica igual a 34%. Neste intervalo é notório a relação inversa entre o comportamento dos perfis de porosidades com o perfil de conteúdo de sílica. Um aumento do conteúdo de sílica representa uma diminuição da porosidade, ou seja, a rocha se torna mais cimentada, diminuindo a qualidade permoporosa. Nas zonas NF9, NF11 e NF13, as porosidades PHIT e PHIE, assim como o FF, se apresentam baixa e o conteúdo de sílica é alto. Já nas zonas NF10 e NF12, as porosidades PHIT, PHIE e FF se apresentam maiores e o conteúdo de sílica tem um valor intermediário.

As quatro zonas de fraturas identificadas neste poço na Fm. Itapema apresentam características muito semelhantes e apenas diferem no conteúdo de sílica médio presente em cada uma dessas zonas. Nestas zonas não foi possível

estabelecer uma relação entre um maior conteúdo de sílica associado com uma maior densidade de fraturas.

Entre X370/X650m foram definidas as zonas F1, NF5, F2, NF6, F3, NF7, F4 e NF8, onde, em geral, são observados baixos valores de raios gama (15° API), com boas porosidades, PHIT médio de 15%, PHIE médio de 14%, FF médio de 12% e com conteúdo médio de sílica em torno de 10%, diminuindo em direção ao topo da formação. Contudo, vale ressaltar que alguns intervalos com menos de 4m de espessura apresentam altos valores de raios gama (61° API) com picos alcançando até 142° API. Nesses intervalos ainda são observados altos valores de porosidade, PHIT e PHIE próximos a 14% e FF médio de 11%, e com um conteúdo médio de sílica em torno de 26%, com picos de até 53%. Nesses intervalos da Fm. Itapema, as amostras laterais são descritas em sua maioria como coquinas, com a ocorrência de recristalização e localmente ocorrem algumas amostras com silicificação, além de amostras de *mudstones* (NF5) e *wackestones* (F1).

A Fm. Barra Velha (X190/X370m) foi dividida em quatro intervalos não fraturados, zonas NF1, NF2, NF3 e NF4. Nesta formação, o perfil cáliber se apresenta pouco afetado, possui uma alta densidade de acamamentos, poucas fraturas e *breakouts* na zona NF1 associados com fraturas induzidas. Da base para o topo da formação, o perfil de raios gama se mostra estável com variações locais e valor médio de 18° API. Enquanto, os perfis de porosidades mostram uma diminuição da base para o topo, com os valores de PHIT e de PHIE próximos a 11% e de FF a 8%. O conteúdo de sílica aumenta próximo ao topo da formação e tem um valor médio de 16% com picos de até 57%. Na Fm. Barra Velha, as amostras laterais são descritas como laminitos intercalados a esferulititos na porção basal (NF3 e NF4), com *shrubs* e esferulititos na zona NF2 e na zona NF1 é observado uma predominância de esferulititos com laminitos e calcários.

Tabela 18 – Características observadas nas zonas definidas no poço B.

Zonas de Fraturas	Intervalo (m)	Formações	GR (° API)	SiO ₂ (%)	PHIT (%)	PHIE (%)	FF (%)
NF1	X244/X190	BV	22°	21%	11%	10%	6%
NF2	X281/X244	BV	13°	12%	9%	8%	7%
NF3	X358/X281	BV	16°	14%	14%	14%	12%
NF4	X370/X358	BV	36°	23%	10%	9%	7%
F1	X382/X370m	ITP	17°	15%	15%	14%	13%
NF5	X460/X382	ITP	16°	5%	15%	15%	13%
F2	X485/X460	ITP	14°	5%	18%	17%	16%
NF6	X496/X485m	ITP	16°	10%	15%	14%	12%
F3	X529/X496m	ITP	14°	12%	16%	15%	13%
NF7*	X543/X529	ITP	*13°	*16%	14%	13%	11%
F4	X596/X543	ITP	12°	13%	12%	12%	9%
NF8	X650/X596	ITP	11°	11%	13%	12%	10%
NF9	X690/X650	ITP	10°	40%	6%	6%	4%
NF10	X713/X690	ITP	13°	19%	12%	12%	10%
NF11	X743/X713	ITP	9°	36%	5%	5%	4%
NF12	X755/X743	ITP	10°	36%	8%	7%	6%
NF13	X770/X755	ITP	7°	37%	4%	3%	3%
NF14	X820/X770	ITP	23°	19%	11%	11%	10%

*foi usada a moda

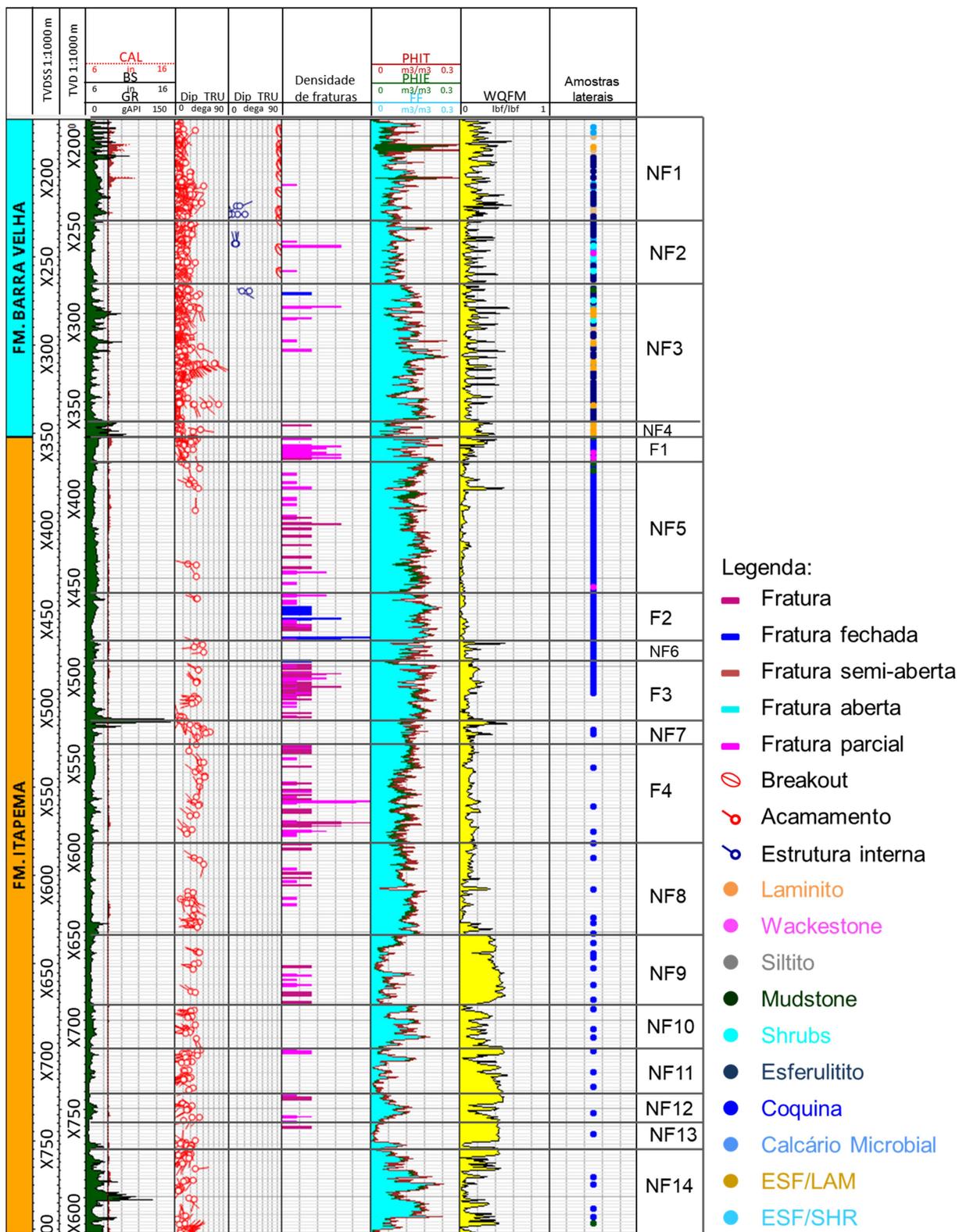


Figura 68 – Perfil do poço B e as zonas de fraturas e não fraturas definidas. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade; 3) Raios gama (GR), Cáliper (CAL), Bit size (BS); 4) Dips medidos (DIP_TRU); 5) Densidade de fraturas; 6) Porosidade total (PHIT), Porosidade efetiva PHIE e Fluido livre (FF); 7) Conteúdo de sílica (WQFM); 8) amostras laterais.

6.4.3 Avaliação integrada do poço C

No poço C, por não ter sido individualizada nenhuma zona de fraturas, devido a sua baixa ocorrência ao longo do poço, foi realizado um zoneamento com base nas respostas dos perfis de raios gama, conteúdo de sílica e perfis de porosidade do NMR. De modo que este poço foi então dividido em 10 zonas não fraturadas cujas propriedades podem ser visualizadas na Tabela 19 e na Figura 69.

De modo geral, a Fm. Itapema apresenta o cáliper bom, com 12,27 in. O perfil de raios gama mostra grandes intervalos com valores elevados (zonas NF7 e NF9), onde foram descritas amostras de calcário laminado, *wackestones* e *mudstones*. Nestes intervalos foram observados muitos acamamentos e poucas fraturas, com baixíssimos valores de porosidades e conteúdo de sílica em torno de 30%. Nas demais regiões de baixos valores de GR (zonas NF6, NF8 e NF10), as amostras coletadas são descritas como calcário e coquinas. Foram observados muitos acamamentos e fraturas parciais na zona NF6 e nenhuma fratura foi identificada nas zonas NF8 e NF10. Esta formação apresenta boas porosidades apenas em alguns intervalos, com conteúdo médio de sílica em torno de 19%. Nessas zonas é possível notar uma relação entre os perfis de raios gama, de porosidades NMR e de conteúdo de sílica: maiores porosidades onde os valores de raios gama e conteúdo de sílica são menores e menores porosidades onde os valores de raios gama e conteúdo de sílica são maiores.

A Fm. Barra Velha apresenta o perfil de cáliper arrombado próximo ao topo da formação, alcançando até 22 in de diâmetro na região de ocorrências das rochas ígneas. Nas demais regiões, o cáliper apresenta um comportamento uniforme, com uma média de 12.29 in. O perfil de raios gama mostra valores altos e variando localmente em torno de 47° API da base da formação até a profundidade de X310m (zonas NF4 e NF5), onde é observada uma predominância de amostras de laminito e *grainstones* próximos a base e passando para *shrubs* na parte superior. Nas zonas NF4 e NF5 foram observados muitos acamamentos e poucos intervalos de baixa densidade de fraturas. Estas zonas têm boas porosidades, com uma tendência de diminuição em direção ao topo da zona NF5, e com uma mudança nesse comportamento na NF4, mostrando uma tendência de aumento da porosidade em direção ao topo. No intervalo X470/X478m, dentro da zona NF5, é observada muitas

fraturas abertas. Neste intervalo existe um aumento nas porosidades total e efetiva e uma significativa diminuição do fluido livre. Ainda na zona NF5, no intervalo X403/X423m foram observadas fraturas parciais. Já nas profundidades X310/X357m, um intervalo de 47m na zona NF4 ocorrem apenas 9 fraturas, onde também é observado um aumento nas porosidades total e efetiva e no fluido livre, além de um aumento no conteúdo de sílica.

No intervalo X237/X310m (zona NF3), os valores de raios gama (zona NF3) são menores quando comparados as zonas descritas anteriormente da Fm. Barra Velha, há uma queda nos valores médios de conteúdo de sílica, que ficam em torno de 16% com picos de até 46%. Os valores médios de porosidades PHIT e PHIE são próximos a 6% e do FF de 5%, com uma clara tendência de diminuição das porosidades em direção ao topo desse intervalo. Neste intervalo foram coletadas amostras de *shrubs*, é observado muitos acamamentos e 29 fraturas parciais abertas foram interpretadas. Ao observar este intervalo, é notório que em direção ao topo há uma diminuição nas porosidades e fluido livre à medida que aumenta o conteúdo de sílica e o número de fraturas.

A zona NF2 (X150/X237m) é composta por rochas ígneas descritas como diabásio. Neste intervalo existe um grande arrombamento do cáliper, onde nos perfis de imagens são observados *breakouts* e fraturas induzidas. Devido ao arrombamento, não é possível ter uma confiabilidade nos dados de porosidade e de conteúdo de sílica. Também não foi possível observar qualquer estrutura interna no intervalo das rochas ígneas.

Por fim, no intervalo X134/X150, topo da Fm. Barra Velha, os valores do perfil de raios gama é alto, as porosidades do NMR são baixas e o conteúdo de sílica é alto, com duas amostras descritas como calcários.

Neste poço, na Fm. Barra Velha, de forma geral, são observadas fraturas abertas relacionadas a um aumento na porosidade e uma redução do fluido livre. Também é notado que conforme existe um aumento na incidência de fraturas em direção ao topo no intervalo X237/X310m, ocorre uma diminuição na porosidade e um aumento no conteúdo de sílica.

Tabela 19 – Características observadas nas zonas definidas no poço C.

Zonas de Fraturas	Intervalo (m)	Formações	GR (° API)	SiO ₂ (%)	PHIT (%)	PHIE (%)	FF (%)
NF1	X150/X134	BV	32°	23%	3%	2.5%	2%
NF2	X237/X150	BV	21°	*	*	*	*
NF3	X310/X237	BV	23°	16%	6%	6%	5%
NF4	X400/X310	BV	49°	27%	8%	7%	5%
NF5	X505/X400	BV	46°	22%	11%	10%	7%
NF6	X515/X505	ITP	61°	27%	9%	9%	5%
NF7	X552/X515	ITP	95°	27%	3%	2%	0.5%
NF8	X575/X552	ITP	21°	11%	13%	12%	8%
NF9	X600/X575	ITP	97°	35%	3.4%	3%	0.5%
NF10	X637/X600	ITP	22°	20%	10%	9%	6%

*falta de confiabilidade dos dados devido ao cáliper arrombado

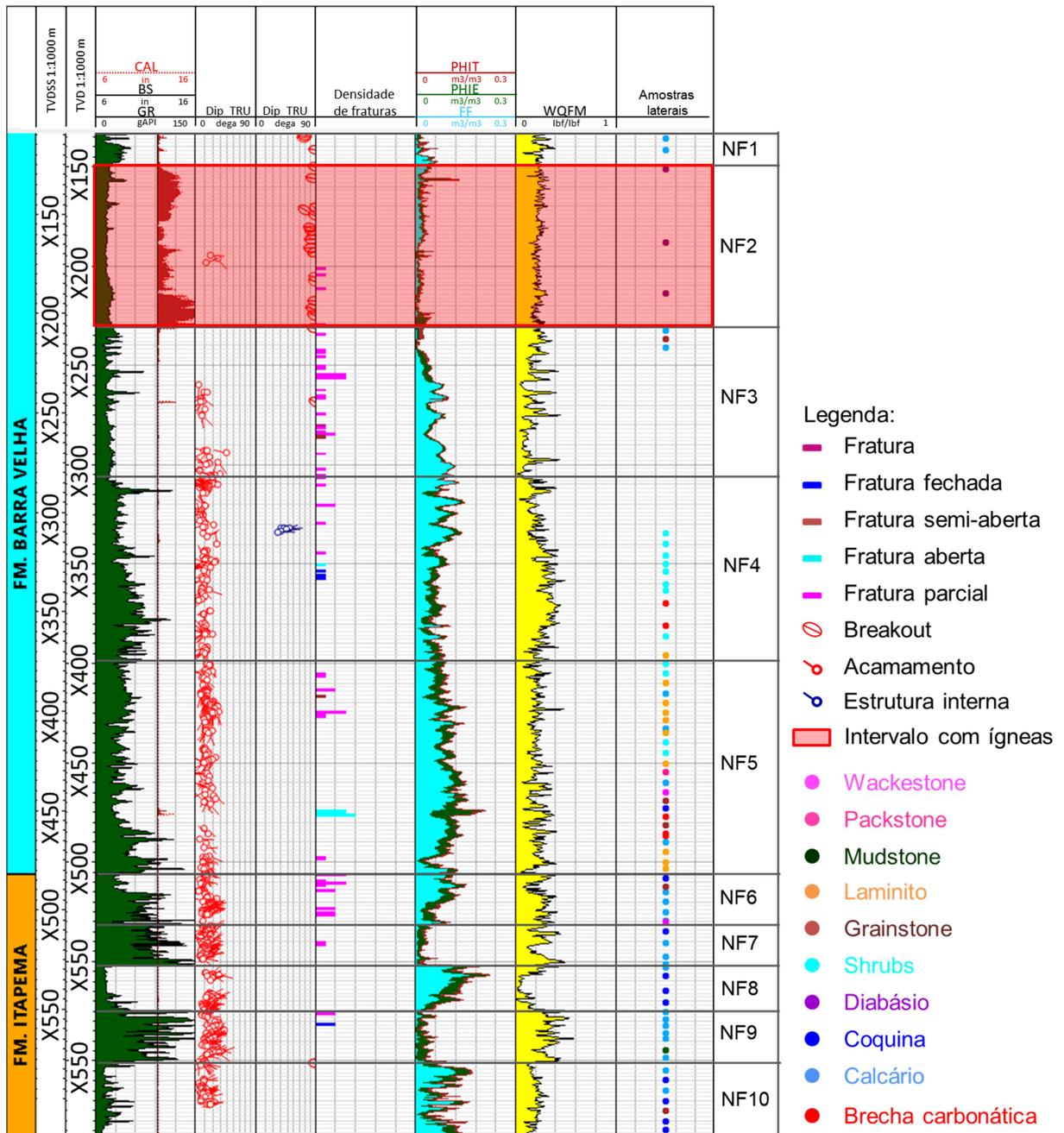


Figura 69 – Perfil do poço C. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade; 3) Raios gama (GR), Cáliper (CAL), Bit size (BS); 4) Dips medidos (DIP_TRU); 5) Densidade de fraturas; 6) Porosidade total (PHIT), Porosidade efetiva (PHIE) e Fluido livre (FF); 7) Conteúdo de sílica (WQFM); 8) amostras laterais.

6.4.4 Avaliação integrada do poço D

Assim como no poço descrito anteriormente, o poço D foi dividido com base nas respostas dos perfis. Este poço foi então dividido em nove zonas não fraturadas. Essas zonas são mostradas na Figura 70 e suas características são apresentadas na Tabela 20.

A Fm. Itapema apresenta o cáliper bom, com uma média de 12,33 in, com pequenos arrombamentos locais. Da base da formação até X336m (zona NF9), o perfil de raios gama apresenta altos valores e as amostras coletadas foram descritas como siltito e laminitos. Nesta zona, foram identificados muitos acamamentos e poucas fraturas. Os valores de porosidade são baixos com alto conteúdo sílica (valor médio de 39%).

De X336m até o topo da Fm. Itapema (X106m), raios gama diminuem bruscamente para um valor médio de 19° API e seguem decrescendo em direção ao topo, enquanto as porosidades vão aumentando em direção ao topo da formação. Neste intervalo foram definidas as zonas NF4, NF5, NF6, NF7 e NF8, que mostram um comportamento distinto nos perfis de ressonância magnética. Na porção mais limpa da Fm. Itapema foram coletadas amostras de *rudstones* bivalves, que são característicos desta formação. Também foram observados muitos acamamentos e regiões com baixa densidade de fraturas, como as zonas NF4 e NF6, e regiões com nenhuma fratura, como as zonas NF5, NF7 e NF8.

Na zona NF6 foram observadas 24 fraturas naturais, onde ocorrem acamamentos em abundância e com uma baixa densidade de fraturas. No entanto, as fraturas que ocorrem foram identificadas em sua maioria como fraturas fechadas. Próximo a passagem da Fm. Itapema para Fm. Barra Velha (zona NF4) também foram mapeadas 24 fraturas naturais.

A Fm. Barra Velha apresenta o cáliper bom, com uma média de 12,27 in, e é observado um grande arrombamento na região de rochas ígneas, topo da formação. Da base da Fm. Barra Velha até X050m (zona NF3) foram coletadas amostras de esferulitos (principalmente), *shrebs* e *grainstones*. Novamente, é observado um padrão semelhante aos ciclotemas definidos por Wright & Barnett (2015). Neste intervalo também ocorrem muitos acamamentos e uma baixa densidade de fraturas

parciais, semi-abertas e fechadas sem um *trend* preferencial de fraturamento. O perfil de raios gama apresenta valores baixos com uma média de 20° API, com valores intermediários de porosidades médias de 11% para PHIT e PHIE e de 9% para FF, e com conteúdo médio de sílica de 17%.

Tabela 20 – Características observadas nas zonas definidas no poço C.

Zonas de Fraturas	Intervalo (m)	Formações	GR (° API)	SiO ₂ (%)	PHIT (%)	PHIE (%)	FF (%)
NF1	X007/X000	BV	21	18	3	2	1.5
NF2	X050/X007	BV	26	*	*	*	*
NF3	X106/X050	BV	20	17	11	11	9
NF4	X150/X106	ITP	8	13	13	12	10
NF5	X204/X150	ITP	9	10	13	12	11
NF6	X272/X204	ITP	10	9	11	10	7
NF7	X313/X272	ITP	15	10	8	7	3.5
NF8	X336/X313	ITP	18	18	8	7	4
NF9	X382/X336	ITP	75	39	4	3	0.5

*falta de confiabilidade dos dados devido ao cáliper arrombado

Na zona NF2 (X007/X050m) é composta por rochas ígneas descritas como diabásio. Esta zona apresenta valor médio de 26 ° API no perfil de raios gama, os perfis de porosidades mostram valores altos para PHIT e PHIE e baixos para FF, o que pode ser resultados da grande ocorrência de *breakouts* e dos arrombamentos, comprometendo os valores de porosidade, uma vez que a ferramenta está portanto lendo fluido de perfuração.

Entre X000/X007m (zona NF1) são observados baixos valores de GR, de porosidade e de conteúdo de sílica, com duas amostras descritas como calcários

No poço D, assim como nos demais poços, é observado que as fraturas coincidem com um aumento do conteúdo de sílica e uma diminuição das porosidades, principalmente nas regiões de fraturas parciais e semi-abertas. Também é observado que em regiões de fraturas fechadas não há um aumento no

conteúdo de sílica e as porosidades seguem os valores de tendência das regiões adjacentes não fraturadas. Indicando que possivelmente essas fraturas não estão preenchidas por sílica.

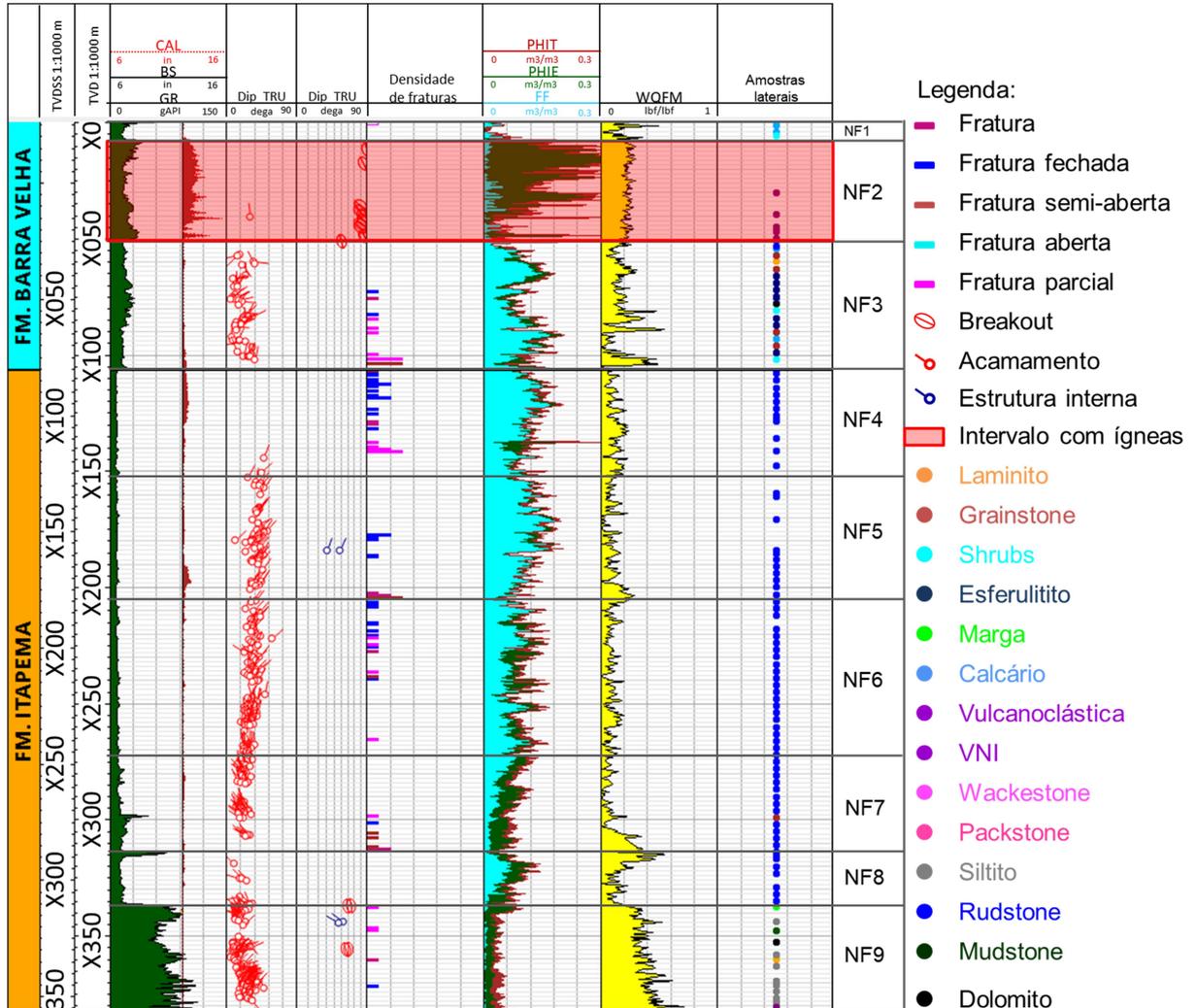


Figura 70 – Perfil do poço D. Trilhas: 1) Zonas; 2) Profundidade; 3) Raios gama (GR), Cáliper (CAL), Bit size (BS); 4) Dips medidos (DIP_TRU); 5) Densidade de fraturas; 6) Porosidade total (PHIT), Porosidade efetiva PHIE e Fluido livre (FF); 7) Conteúdo de sílica (WQFM); 8) amostras laterais.

6.5 Correlação rocha-perfil-sísmica

Para uma maior compreensão da região dos poços, foram selecionadas 3 seções sísmicas arbitrárias (nomeadas como S1, S2 e S3) perpendiculares a direção preferencial das falhas, passando pelos poços, com o objetivo de identificar os tipos de fácies sísmicas e a trama estrutural local, para verificar a existência de correlação com as zonas fraturadas e não fraturadas interpretadas nos perfis de imagens nos poços.

As seções sísmicas arbitrárias foram traçadas na direção NW-SE, que é a direção perpendicular ao *trend* regional das principais falhas (NE-SW) da área de estudo e da Bacia de Santos. Nas seções sísmicas foram interpretadas falhas, fraturas e as principais discordâncias do Pré-sal: Embasamento, Jiquiá-Buracica, Pré-Alagoas e Base do Sal.

Na seção S1 (Figura 71) é possível observar que o poço A se encontra em uma região onde foi interpretada uma alta densidade de falhas, com uma falha sintética e uma falha conjugada atravessando o poço. A alta densidade de fraturas na escala sísmica corrobora a grande quantidade de fraturas que foram interpretadas a partir dos perfis de imagem no Poço A (Figura 67). Neste poço, as regiões com alta densidade de fraturas na Formação Barra Velha apresentam uma alternância de esferulitos e *shrubs* observada a partir das descrições das amostras laterais e uma região com altos valores de conteúdo de sílica. Isto indica uma reologia mais rúptil nestes intervalos. Por fim, é possível observar na seção sísmica, que alguns refletores sofrem um truncamento erosivo na direção NW-SE e falhas com grandes rejeitos, isto também pode ter contribuído com a alta densidade de fraturas interpretadas a partir dos perfis em algumas regiões ao longo do poço.

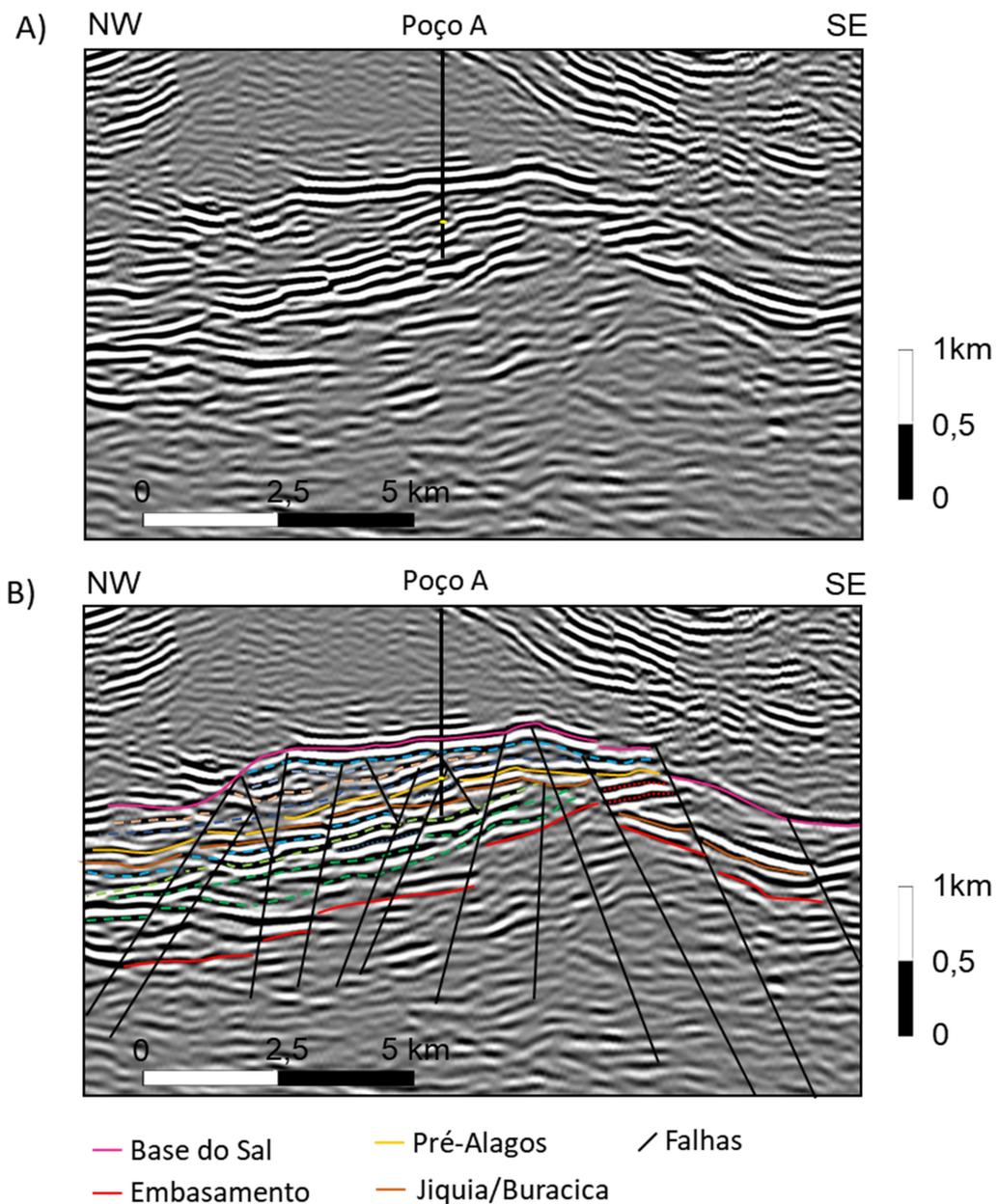


Figura 71 – Seção sísmica S1 (NW-SE) passando pelo poço A: a) não interpretada; b) interpretada. É possível observar uma grande quantidade de falhas, principalmente na região próxima ao poço.

Cortesia CGG.

A seção sísmica S2, na região do poço C, mostra altas amplitudes com feições sismoestratigráficas dos tipos plano paralela a subparalela (Figura 72). Não foi possível observar falhas e fraturas no entorno deste poço, pois todas as falhas param antes da discordância Jiquiá/Buracica. A partir da avaliação dos perfis, integrada às descrições de amostras laterais, foi observada na Fm. Itapema uma alta intercalação entre calcários laminados e folhelhos com as coquinas, enquanto na Fm. Barra Velha foi observada uma alta intercalação entre laminitos e

grainstones. Estas intercalações litológicas, em ambas formações, podem justificar a geometria sísmoestratigráfica paralela a subparalela observada, devido a alternância entre sedimentações mais lamosas e sedimentos mais rúptil. A reologia mais dúctil (sedimentos lamosos) pode ter funcionado como um amortecimento a essas rupturas, fazendo com que a maioria das falhas não atingisse a discordância Jiquiá/Buracica. Isto também coincide com as poucas fraturas mapeadas nos perfis de imagem no poço C.

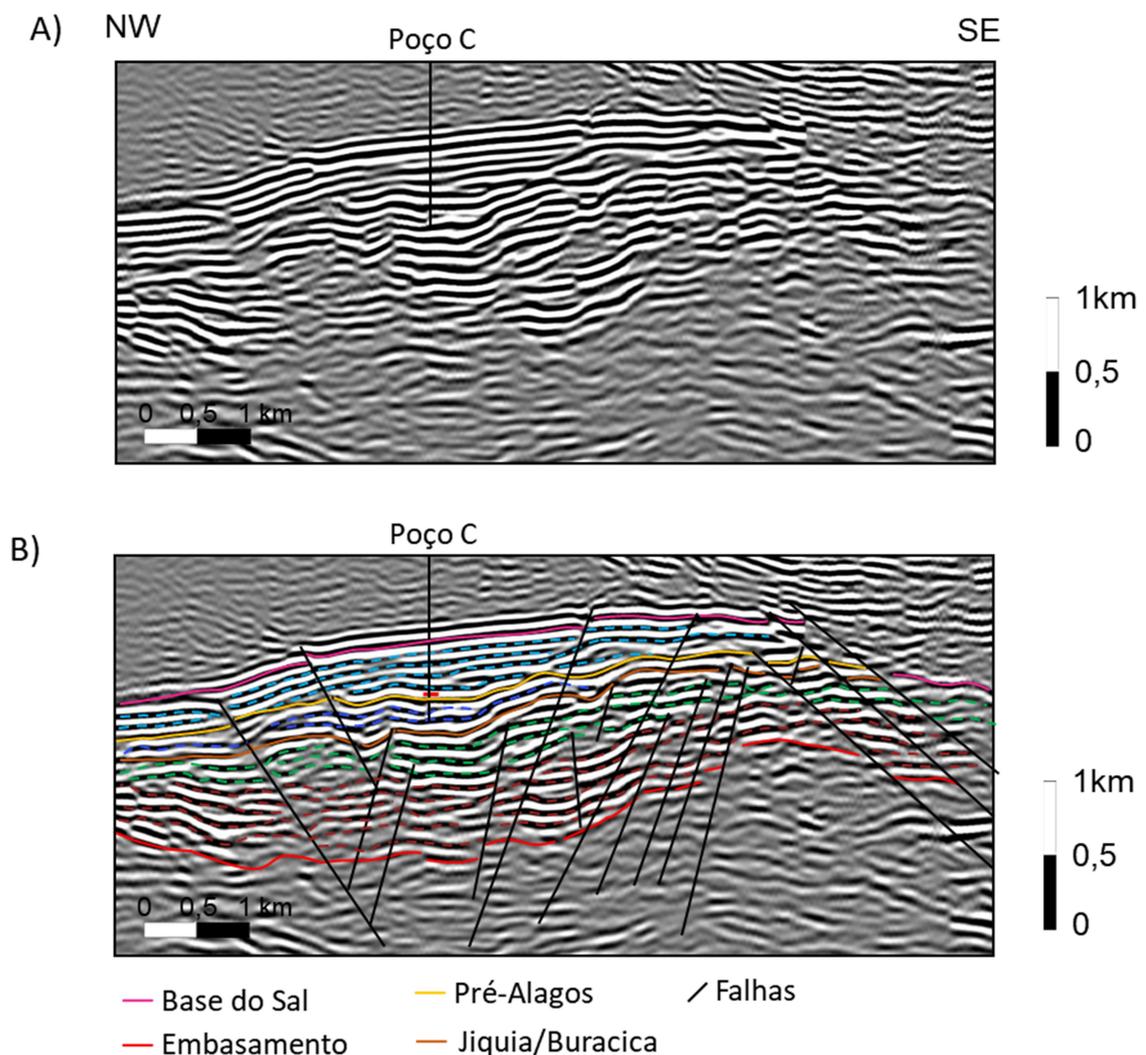


Figura 72 – Seção sísmica S2 de direção NW-SE passando pelo poço C: a) não interpretada; b) interpretada. É possível observar que as falhas que propagam desde o embasamento até a discordância Jiquia/Buracica na região do poço. Notar o padrão de intercalações paralelo a subparalelo das interfaces entre o intervalo compreendido pela discordância Pré-Alagoas e a Base do Sal. Cortesia CGG.

A seção sísmica S3 foi escolhida por atravessar os poços B e D (Figura 73). Na proximidade do poço B não foi observada nenhuma falha sísmica, apesar de terem sido identificadas, nos perfis de imagem deste poço, quatro intervalos com alta densidade de fraturas na Formação Itapema. A partir das descrições de amostras laterais nesses intervalos, que as fraturas ocorrem onde há uma predominância de coquinas. Essas fraturas de escala subsísmica, portanto não observáveis na seção sísmica, podem estar relacionadas com um intervalo cujos refletores estão menos definidos, podendo ser classificados como subparalelos ou *hummocky* observados entre as discordâncias Jiquiá/Buracica e Pré-Alagoas, com o poço B sido perfurado na parte central dessa sismofácies.

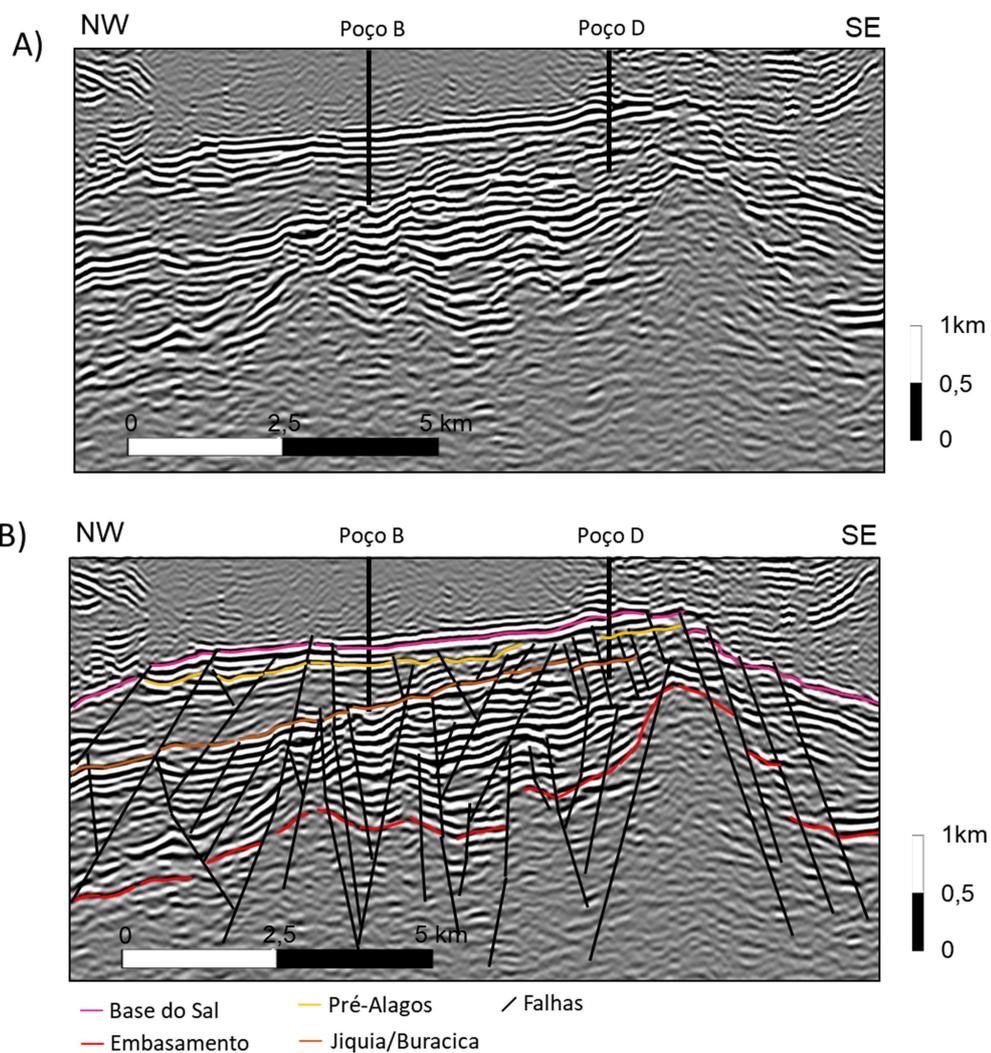


Figura 73 – Seção sísmica S3 de direção NW-SE passando pelos poços B e D: a) não interpretada; b) interpretada. Nesta seção é possível observar que na região do poço B não ocorrem falhas na escala sísmica, enquanto na região do poço D encontra-se intensamente falhada. Cortesia CGG.

Já a região do poço D é caracterizada por uma alta densidade de fraturas na escala sísmica, porém não foi identificada nenhuma zona com alta concentração de fraturas a partir dos perfis de imagem desse poço. No poço D, a Fm. Itapema é caracterizada pela ocorrência de siltitos e laminitos, nas porções com alto valores de raios gama, e coquinas nas porções de baixo raios gama (descrito como *rudstone* bivalves). Já na Fm. Barra Velha mostra um claro predomínio de esferulititos, com poucas ocorrências de *shrubs*, até o intervalo das ígneas intrusivas que fica próximo da base do sal. Na seção sísmica arbitrária S3, que passa pelos poços B e D, não foi possível encontrar uma correlação entre as falhas e fraturas na escala sísmica com zonas de fraturas interpretadas nos perfis de imagem.

7. Conclusão

A partir da correlação entre as estruturas identificadas nos perfis de imagem com dados de rocha, os perfis de porosidades e conteúdo de sílica, integrado as seções sísmicas foi possível concluir que as imagens de poço agregam informações de grande importância contribuindo para uma melhor caracterização de reservatórios carbonáticos. Apesar dos problemas identificados ao longo do processamento e interpretação dos dados. O estudo realizado permitiu um melhor entendimento das zonas de fraturas e suas correlações com propriedades de reservatório.

Com base na interpretação estrutural das imagens de poço foi possível constatar que, conforme esperado, as porções com acamamento pouco inclinado, apresentam um padrão disperso de direção de azimutes e os acamamentos ocorrem com maior frequência em carbonatos laminados, laminitos, siltitos, *mudstones* e *grainstones*.

Na Fm. Itapema, as fraturas apresentam *trends* mais bem definido nos poços A (direção E/W), C (direção NW/SE) e D (direção NW/SE). Enquanto, no poço B são observados diferentes *trends* estruturais. Já na Fm. Barra Velha, somente foi possível definir um *trend* de fraturamento para o poço C, todavia nos demais poços analisados não foi possível definir um *trend* de fraturamento.

Com o mapeamento dos *breakouts* foi possível fazer uma extrapolação da direção do campo de estresse máximo para os quatro poços e eles apresentam medidas semelhantes ao esperado na Bacia de Santos. Os poços A, B e D possuem SHmax com direção NE/SW e no poço C o SHmax tem direção N/S.

As fácies que apresentam maior incidência de fraturas são as fácies coquinas e *grainstones* na Fm. Itapema e *shrubs* e esferulititos na Fm. Barra Velha. Estas regiões fraturadas estão associadas com um aumento no conteúdo de sílica, indicando um processo de silicificação tornando as rochas mais rígidas. No poço A, nas zonas F1 e F2 (parte superior da Fm. Barra Velha) foram observadas as maiores densidades de fraturas dentre os quatro poços estudados. As amostras laterais e descrições de lâminas indicam uma maior presença de silicificação.

Através da análise integrada das zonas fraturadas e não-fraturadas com os dados de rocha, perfis de porosidades, de conteúdo de sílica e de raios gama

permitiu constatar que a incidência de fraturas não se relacionada com um possível aumento de porosidade, sendo observados intervalos não fraturados com melhores porosidades do que os intervalos fraturados. O poço A foi o que apresentou o maior conteúdo de sílica na Fm. Barra Velha, sendo possível correlacionar zonas com maior concentração de sílica as zonas fraturadas. Visto que a alta concentração de sílica confere um comportamento mais rúptil as rochas. No poço A foi possível constatar que ele se encontra em uma região com bastante fraturas identificadas na seção sísmica que passa por este poço.

Para trabalhos futuros é recomendado uma maior integração entre dados geoquímicos com as imagens de poço para um maior entendimento das zonas fraturas. Também é sugerido um estudo de interpretação e atributos sísmicos para possíveis correlações entre as zonas de fraturas e regiões com maior presenças de falhas regionais.

8. Bibliografia

- AMARAL, P. J., MAUL, A. R., FALCÃO, L., CRUZ, N. M., GONZALEZ, M. A., & GONZÁLEZ, G. Estudo estatístico da velocidade dos sais na camada evaporítica na bacia de Santos. 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3-6 August 2015. **Brazilian Geophysical Society**, 2015. p. 666-669.
- BAKER HUGHES. EARTH Imager formation resistivity imaging service, 2017.
- BAKER HUGHES. UltrasonicXplorer imaging service, 2017.
- BAKER HUGHES. Enhanced iMager eXplorer (EMeX), 2019.
- BAKER HUGHES. STAR-XR resistivity imaging, 2019.
- BAKER HUGHES. ImageTrak High-Resolution Ultrasonic Borehole Imaging Service. Disponível em: <<https://www.bhge.com/upstream/drilling/drilling-services/logging-while-drilling-services/imaging/imagetrak-high-resolution-ultrasonic>>. Acesso em: 2019 julho 2020.
- BAKER HUGHES. LithoTrak Bulk Density and Neutron Porosity. Disponível em: <<https://www.bhge.com/upstream/drilling/drilling-services/logging-while-drilling-services/imaging/lithotrak-bulk-density-and-neutron-porosity>>. Acesso em: 2020 julho 2020.
- BAKER HUGHES. StarTrak high-resolution electrical imaging service. Disponível em: <<https://www.bhge.com/upstream/drilling/drilling-services/logging-while-drilling-services/imaging/startrak-high-resolution-electrical-imaging>>. Acesso em: 19 julho 2020.
- BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, Chris. 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, 2015.
- CAINELLI, C., & MOHRIAK, W. U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. **Episodes-**

- Newsmagazine of the International Union of Geological Sciences**, v. 22, n. 3, p. 206-216, 1999.
- CASTRO, T. M. D. AVALIAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS. UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Niterói, p. 177. 2019.
- CHANG, H. K., KOWSMANN, R. O., FIGUEIREDO, A. M. F., & BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, v. 213, n. 1-2, p. 97-138, 1992.
- CHANG, H. K., ASSINE, M. L., CORRÊA, F. S., TINEN, J. S., VIDAL, A. C., & KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2 suppl, p. 29-46, 2008.
- FORNERO, S. A., FIORITI, L. D. S., LAIER, A. P. C., & FELIPE, G. D. S. Pseudo-Sticking and Pull—A New Old Artifact on Image Logs Acquired in Ocean Wireline Log Operations. **Offshore Technology Conference Brasil. Offshore Technology Conference**, 2019.
- FREITAS, V. A.; TRAVASSOS, R. M.; CARDOSO, M. B. BACIA DE SANTOS - **Sumário Geológico e Setores em Oferta**. RODADA BRASIL 16, 2019.
- GEOANP. ANP, 2020. Disponível em: <<http://geo.anp.gov.br/#/mapview>>. Acesso em: 2020 julho 19.
- GOMES, J. P., BUNEVICH, R. B., TEDESCHI, L. R., TUCKER, M. E., & WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. **Marine and Petroleum Geology**, v. 113, p. 104176, 2020.
- HALL, M. The integration gap - Agile. Agile, 2011. Disponível em: <<https://agilescientific.com/blog/2011/1/5/the-integration-gap.html>>. Acesso em: 19 julho 2020.
- HALLIBURTON. X-tended Range Micro Imager (XRMI™) Tool, 2012.
- HALLIBURTON. Oil Mud Reservoir Imager (OMRI™) Tool, 2016.

- HALLIBURTON. AFR™ Azimuthal Focused Resistivity Sensor, 2019.
- HALLIBURTON. PixStar™ High-Resolution Ultrasonic Imaging Service, 2019.
- HALLIBURTON. Radian Azimuthal Gamma-Ray and Inclination Service, 2019.
- HALLIBURTON. Circumferential Acoustic Scanning Tool-Visualization (CAST-V™).
- LAGRABA, J. O. P., HANSEN, S. M., SPALBURG, M., & HELMY, M. Borehole image tool design, value of information, and tool selection. Dipmeter and borehole image log technology, **AAPG Memoir 92**, p. 15-38, 2010.
- KINGDON, A.; FELLGETT, M. W.; WILLIAMS, J. DO. Use of borehole imaging to improve understanding of the in-situ stress orientation of Central and Northern England and its implications for unconventional hydrocarbon resources. **Marine and Petroleum Geology**, v. 73, p. 1-20, 2016.
- MATTIONI, L.; CHAUVEAU, A.; FONTA, O.; RYABCHENKO, V.; SOKOLOV, E.; MUKHAMETZANOV, R.; SHLIONKIN, S.; ZERENINOV, V.; & Bobb, I. A 3-D fracture model of the Kuyumba oil field (eastern Siberia) reflecting the clay and bed thickness-related fracture-density variations of its dolomite reservoir. Dipmeter and borehole image log technology: **AAPG Memoir 92**, p. 211–227, 2010.
- MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V., & GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, v. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.
- MOHRIAK, W. U., BROWN, D. E., TARI, G., & WATSON, N. Sedimentary basins in the central and south Atlantic conjugate margins: **Deep structures and salt tectonics. CEP**, v. 20, p. 031-912, 2008.
- MOHRIAK, W.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 294, n. 1, p. 365-398, 2008.
- MOREIRA, J. L. P., MADEIRA, C. V., GIL, J. A., & MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociencias da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

- PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Santos Basin (Bacia de Santos). **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, 1994.
- PLUMB, R. A., & LUTHI, S. M. Analysis of borehole images and their application to geologic modeling of an eolian reservoir. **SPE Formation Evaluation**, v. 4, n. 04, p. 505-514, 1989.
- PRENSKY, S. E. Advances in borehole imaging technology and applications. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 159, n. 1, p. 1-43, 1999.
- PÖPPELREITER, M.; GARCIA-CARBALLIDO, C.; KRAAIJVELD, M. Borehole image log technology: application across the exploration and production life cycle. **AAPG Memoir 92** 2010.
- RITTER, R. N., CHEMALI, R., LOFTS, J., GOREK, M., FULDA, C., MORRIS, S., & KRUEGER, V. High resolution visualization of near wellbore geology using while-drilling electrical images. **SPWLA 45th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts**, 2004.
- Schlumberger. CMR-Plus - High-speed, high-resolution answers, 2002.
- Schlumberger. UBI - Advanced borehole imaging independent of mud type, 2002.
- Schlumberger. OBMI - Borehole imaging in oil-base mud, 2006.
- Schlumberger. FMI-HD - High-definition formation microimager, 2013.
- Schlumberger. iDNSC - Imaging density neutron standoff caliper service, 2013.
- Schlumberger. Quanta Geo - Photorealistic reservoir geology service, 2014.
- Schlumberger. Litho Scanner - High-definition spectroscopy service, 2017.
- Schlumberger. MicroScope HD - Resistivity and highdefinition imaging-whiledrilling service, 2017.
- Schlumberger. TerraSphere - High-definition dual-imaging-while-drilling service. slb. Disponível em: <<https://www.slb.com/drilling/surface-and-downhole-logging/logging-while-drilling-services/terrasphere-high-definition-dual-imaging-while-drilling-service#related-information>>. Acesso em: 19 julho 2020.

Task Fronterra Geoscience. Borehole Breakout. Disponível em: <
<https://taskfronterra.com/glossary/borehole-breakout/>>. Acesso em: 17 de
agosto de 2020

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in
some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. **Geological
Society, London, Special Publications**, v. 418, n. 1, p. 209-219, 2015.

ZALÁN, P. V., SEVERINO, M. D. C. G., RIGOTI, C. A., MAGNAVITA, L. P.,
OLIVEIRA, J. A. B., & VIANNA, A. R. An entirely new 3D-view of the crustal
and mantle structure of a South Atlantic passive margin–Santos, Campos and
Espírito Santo basins, Brazil. **AAPG annual conference and Exhibition**.
2011. p. 13.

ZEMANEK, J., GLENN, E. E., NORTON, L. J., & CALDWELL, R. L. Formation
evaluation by inspection with the borehole televiewer. **Geophysics**, v. 35, n.
2, p. 254-269, 1970.

ZHENG, Z.; KEMENY, J.; COOK, N. GW. Analysis of borehole breakouts. **Journal of
Geophysical Research: Solid Earth**, v. 94, n. B6, p. 7171-7182, 1989.

ZOBACK, M. D., MOOS, D., MASTIN, L., & ANDERSON, R. N. Well bore breakouts
and in situ stress. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 90, n.
B7, p. 5523-5530, 1985.