



**Universidade Federal  
de Campina Grande**

**Modelagem geológica 3D em uma zona de dano da Falha Portalegre, Bacia Rio do Peixe,  
Nordeste do Brasil**

**Autor:**

**Igor Vinicius Lima Silva**

**Orientador:**

**Prof. Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira**

**Segundo Orientador:**

**Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez**

**Campina Grande – PB**

**Junho de 2021**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E**  
**MINERAL**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Modelagem geológica 3D em uma zona de dano da Falha Portalegre, Bacia Rio do Peixe,  
Nordeste do Brasil**

**Autor:**

**Igor Vinicius Lima Silva**

**Orientador:**

**Prof. Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira**

**Segundo Orientador:**

**Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez**

Dissertação de mestrado apresentada em 16/06/2021 à Universidade Federal de Campina Grande como requisito do Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral para obtenção do grau de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

**Campina Grande – PB**

**Junho de 2021**

S586m

Silva, Igor Vinicius Lima.

Modelagem geológica 3D em uma zona de dano da Falha Portalegre, Bacia Rio do Peixe, Nordeste do Brasil / Igor Vinicius Lima Silva. – Campina Grande, 2021.

72 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2021.

"Orientação: Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira, Yoe Alain Reyes Perez".

Referências.

1. Bandas de Deformação. 2. Permeabilidade. 3. Modelagem Multiescalar. I. Nogueira, Francisco César Costa. II. Perez, Yoe Alain Reyes. III. Título.

CDU 622.1(043)

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECÁRIA MARIA ANTONIA DE SOUSA CRB-15/398

**Igor Vinicius Lima Silva**

**Modelagem geológica 3D em uma zona de dano da Falha Portalegre, Bacia Rio do Peixe,  
Nordeste do Brasil**

Dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal de Campina Grande como requisito do Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral para obtenção do título de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Dissertação aprovada em: 16/06/2021

Comissão examinadora:

---

Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira  
(UAEPETRO/PPGEPM - Orientador)

---

Dr. David Lino Vasconcelos  
(UAEPETRO/PPGEPM– Membro interno)

---

Dr. Igor Fernandes Gomes  
(POSCIVIL/UFPE- Membro externo)

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
PÓS GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO. PETROLÍFERA E MINERAL  
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitário, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

Defesa Nº 38

**ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E MINERAL

DATA DA DEFESA: 16/06/2021

CANDIDATO: **Igor Vinicius Lima Silva.**

Orientador: Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira.(CPF:812.367.513.53)

BANCA EXAMINADORA: (nomes completos, CPF)

Examinador: Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira (CPF: 812.367.513.53) (Presidente)

Examinador: Prof.Dr. David Lino Vasconcelos (CPF:029.061.463.58)

Examinador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (CPF: 009.523.684.80 )

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: MODELAGEM GEOLÓGICA 3D EM UMA ZONA DE  
DANO DAFALHA PORTALEGRE,BACIA RIO DO PEIXE,NORDESTE DO BRASIL.**

LOCAL: Plataforma Google Meet, em razão das suspensão das atividades presenciais causada pela pandemia do Covid-19.

HORA DE INÍCIO: 14:00h

Em sessão pública, após exposição de cerca de 60 minutos, o candidato foi arguido oralmente pelos membros da banca tendo como resultado:

APROVADO  com louvor

APROVADO COM RESTRIÇÕES – as exigências que constam na folha de modificações emanexo devem ser atendidas em prazo fixado pela banca (não superior a 90 dias)

NÃO APROVADO

## **FOLHA DE MODIFICAÇÃO DE ATA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

Modificações sugeridas na dissertação de Mestrado do candidato Igor Vinicius Lima Silva.  
Dissertação N° 38, realizada no dia 16 de junho de 2021

As modificações sugeridas foram as seguintes:

Foram sugeridas modificações ao discente e serão enviadas também por escrito, via email.  
Tais sugestões serão consideradas para a elaboração do texto final da dissertação.

O prazo para o cumprimento das exigências é de até 60 dias, sendo responsável o professor:  
Francisco César Costa Nogueira.

Dentro do prazo determinado pela banca, o orientador deverá apresentar certidão neste  
processo, atestando o cumprimento das exigências por parte do aluno;

Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é abaixo assinada pelos membros da  
banca e pelo candidato:

Campina Grande, 16 de junho de 2021.

**CARLOS ALBERTO BEZERRA DOS SANTOS**

secretário

**FRANCISCO CÉSAR COSTA NOGUEIRA, DR., UFCG**

Presidente da Comissão e Orientador

**IGOR FERNANDES GOMES, DR., UFPE**

Examinador Externo

**DAVID LINO VASCONCELOS, DR. UFCG**

Examinador interno

**IGOR VINICIUS LIMA SILVA**

Candidato

## APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado do candidato **Igor Vinicius Lima Silva**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários certificam que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **David Lino Vasconcelos**, **Usuário Externo**, em 18/06/2021, às 08:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **IGOR FERNANDES GOMES**,



**Usuário Externo**, em 18/06/2021, às 09:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.



Documento assinado eletronicamente por **FRANCISCO CEZAR COSTA NOGUEIRA**, **PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 18/06/2021, às 09:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.



Documento assinado eletronicamente por **IGOR VINICIUS LIMA SILVA**, **Aluno**, em 18/06/2021, às 11:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS ALBERTO BEZERRA DOS SANTOS**, **ASSISTENTE EM ADMINISTRACAO**, em 18/06/2021, às 11:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **1558663** e o código CRC **704054C3**.

**Referência:** Processo nº 23096.028028/2021-28

SEI nº 1558663

*Aos meus Pais Iracélia e André.*



## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me capacitado para conseguir chegar até onde eu cheguei.

Agradeço a mim mesmo, pela determinação, persistência, dedicação, pelo amor e o autocuidado, pois só eu sei o quanto não foi fácil o caminho percorrido até aqui e quantas vezes eu pensei em desistir, mas a vontade de vencer prevaleceu.

Obrigado aos meus pais Iracélia e André, ao meu irmão Tiago, por sempre acreditarem em mim, sempre me incentivarem e nunca terem desistido de mim, além de ter me dado todo o suporte necessário ao longo de todos esses anos morando longe de casa.

Ao meu orientador o Professor Francisco César por ter acreditado e confiado em mim mesmo quando eu era apenas um aluno de iniciação científica e ter colaborado para que eu pudesse me tornar um cientista.

Aos meus outros orientadores e amigos Yoe, David e Eduarda por ajudarem intensamente na realização desse trabalho.

Aos meus amigos do antigo GEEP e do atual LAPEP, por todo conhecimento adquirido, pela partilha de experiência, pelas pausas para o café, por todos os campos realizados e por todos os aperreios compartilhados, em especial Amanda, Franklyn, Lorena, Luiza, Carol, Thiago.

A Petrobrás pelo financiamento do projeto de pesquisa e da bolsa que permitiram a realização deste trabalho; a ANP pelo fornecimento das seções sísmicas 2-D e 3-D da Bacia Rio do Peixe; a Schlumberger pela concessão da licença do *software* Petrel, à LAE (Laboratório de Análises Estratigráficas) da UFRN pelas análises feitas com o Gamaespectômetro.

Aos vários amigos que eu construí durante a vida, por terem permanecido nela, por nunca terem desistido de mim e por acreditarem em mim mesmo quando eu nem acreditava mais, eu tenho certeza de que sou muito privilegiado por tantas pessoas incríveis na minha vida.

## RESUMO

As Zonas de falha são compostas por três elementos arquiteturais: núcleo, zonas de dano e protólito. As zonas de dano podem ser formadas por pequenas falhas, juntas e bandas de deformação, As bandas de deformação podem afetar as propriedades petrofísicas de reservatórios em até seis ordens de magnitude. Embora a caracterização petrofísica das bandas de deformação e das rochas hospedeiras sejam bem caracterizadas, compreender a sua distribuição espacial e como representá-las em modelos na escala sísmica ainda é uma questão em debate. O objetivo deste trabalho é estudar de forma multiescalar a heterogeneidade das zonas de falhas e suas propriedades, evidenciar suas semelhanças e limitações existentes. Para isso foram selecionadas três áreas de escalas diferentes contendo o afloramento alvo de estudo, adquiriu-se dados estruturais a partir da análise sísmica, *scanlines* e mapeamento por VANT. Dados de propriedades petrofísicas foram obtidos utilizando o minipermeâmetro a ar, e o teor de argilominerais através dos perfis de raios-gama. A partir da análise de zonas de dano em afloramento e da construção de modelos geológicos 3D notou-se que ocorrência de falhas secundárias e *clusters* no afloramento provocam um aumento na intensidade de deformação devido ao aumento da frequência de estruturas, fazendo com que ocorram zonas de dano com impacto relevante em meso e macro escala, sob a distribuição de fácies e de permeabilidade. Foi identificado que as unidades de granulometria mais fina possuem maior intensidade de deformação, maior conteúdo de argilominerais e menores valores de permeabilidade. Os valores de permeabilidade direcional  $K_x$  e  $K_y$  sempre apresentam reduções significativas nas regiões próximas às falhas, devido a ao efeito de compactação dessas estruturas, cuja disparidade de valores entre elas pode chegar até 3 ordens de magnitude da primeira em relação a segunda; a ocorrência de falhas secundárias próximas compacta as suas adjacências e gera um impacto local negativo na permeabilidade. Por fim, foi possível observar que existe um padrão que se repete nas diferentes escalas de observação no que diz respeito à disposição das zonas de dano e do impacto negativo da permeabilidade devido a ocorrência de falhas secundárias, por isso, faz-se de extrema importância, a identificação desses elementos para compreender sua influência nos estudos de fluxos de fluidos em reservatórios.

**Palavras-chave:** Bandas de Deformação; Permeabilidade; Modelagem multiescalar.

## **ABSTRACT**

Fault Zones are composed of three architectural elements: core, damage zones and protolith. Damage zones can be formed by small faults, joints and deformation bands. Deformation bands can affect the petrophysical properties of reservoirs by up to six orders of magnitude. Although the petrophysical characterization of deformation bands and host rocks are well characterized, understanding their spatial distribution and how to represent them in seismic scale models is still a matter of debate. The objective of this work is to study in a multiscale way the heterogeneity of fault zones and their properties, highlighting their existing similarities and limitations. For this, three areas of different scales containing the target outcrop of study were selected, structural data were acquired from seismic analysis, scanlines and UAV mapping. Petrophysical property data were obtained using the mini-air permeameter, and the clay mineral content using gamma-ray profiles. From the analysis of damage zones in outcrop and the construction of 3D geological models, it was noted that the occurrence of secondary faults and clusters in the outcrop cause an increase in deformation intensity due to the increase in the frequency of structures, causing zones of damage with relevant impact at meso and macro scale, under facies and permeability distribution. It was identified that the finer particle size units have greater deformation intensity, higher clay mineral content and lower permeability values. The  $K_x$  and  $K_y$  directional permeability values always present significant reductions in the regions close to the faults, due to the compaction effect of these structures, whose value disparity between them can reach up to 3 orders of magnitude from the first to the second; the occurrence of nearby secondary faults compacts their surroundings and generates a local negative impact on permeability. Finally, it was possible to observe that there is a pattern that is repeated in the different observation scales with regard to the layout of the damage zones and the negative impact of permeability due to the occurrence of secondary failures, so it is extremely important, the identification of these elements to understand their influence in the studies of fluid flows in reservoirs.

Keywords: Deformation Bands; Permeability; Multiscale Modeling.

## Sumário

1. Apresentação.....	1
1.1. Localização da área de estudo.....	1
2. Introdução.....	3
2.1. Motivação e justificativa.....	3
2.2. Objetivos.....	4
3. Contexto geológico.....	6
4. Estado da arte.....	11
5. Materiais e métodos.....	18
5.2.1. Análise estrutural.....	19
5.5. Interpretação sísmica.....	25
5.6. Modelagem geológica.....	25
6. Manuscrito: Modelagem multiescalar de uma zona de dano, Nordeste do Brasil.....	31
6.1. Introdução.....	31
6.2. Contexto Geológico.....	32
6.3. Métodos.....	35
6.3.1. Interpretação sísmica:.....	35
6.3.2. Caracterização da zona de falha.....	36
6.3.3. Caracterização petrofísica.....	38
6.4. Modelagem geológica.....	38
6.5. Resultados.....	44
6.5.1. Sísmica.....	44
6.5.2. Caracterização da Zona de falha.....	47
6.5.3. Zonas de dano.....	49
6.5.4. Caracterização petrofísica.....	53
6.5.5. Modelagem das zonas de dano e fácies de falhas.....	54
6.5.5.1. Modelagem da permeabilidade.....	59
6.6. Discussão.....	65
6.6.1. Efeito de estruturas na distribuição das zonas de dano e fácies de falhas.....	65
6.6.2. Implicações na distribuição da permeabilidade.....	67
6.7. Conclusões.....	70
7. Considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.....	71
8. Referências Bibliográficas.....	72

## Lista de Figuras:

<b>Figura 1:</b> (A) Mapa das rodovias de acesso ao afloramento alvo de estudo com a demarcação em preto indicando o afloramento Caverna (B) Localização e acesso ao afloramento “Caverna” delimitado pelo retângulo de coloração vermelha.....	2
<b>Figura 2:</b> Elementos arquiteturais de uma falha.....	3
<b>Figura 3:</b> Localização da Bacia Rio do Peixe (BRP) no contexto das Bacias interiores do nordeste....	6
<b>Figura 4:</b> (A) Mapa geológico da BRP com a localização do afloramento alvo de estudos, zonas de cisalhamento, falhas principais, suas formações, a localização do cubo sísmico 3D representada pelo polígono vermelho e da seção 198, exibida na figura 24, demarcada com a linha vermelha (B) Carta estratigráfica destacando a geocronologia das formações, os grupos e a sequência tectônica. BI: Bacia de Icozinho; BBF: Sub-bacia de Brejo das Freiras; SBS: Sub-bacia de Sousa; SBP: Sub-bacia de Pombal; ZCP: Zona de cisalhamento Patos; ZCP: Zona de cisalhamento Portalegre; FM: Falha Malta; FP: Falha Portalegre; FRP: Falha Rio Piranhas; FSS: Falha Sítio Sagui; FLF: Falha Lagoa do .....	8
<b>Figura 5:</b> Sequência hierárquica na formação das bandas de deformação. Em (A) singles; (B) singles conectados; (C) cluster; (D) slip surface Fonte: modificado de Fossen et al. (2007).....	11
<b>Figura 6:</b> classificação das bandas de deformação pela cinemática. Pontes (2017) modificada de Fossen et al. (2007). .....	12
<b>Figura 7:</b> Classificação das bandas de deformação por mecanismos de deformação (a) Desagregação (b) Filossilicáticas (c) Cataclásticas (d) Dissolução e cimentação. Fossen et al. (2007). .....	13
<b>Figura 8:</b> Fluxograma do desenvolvimento de atividades ao longo do trabalho.....	18
<b>Figura 9:</b> Imageamento feito por VANT do afloramento em estudo. ....	19
<b>Figura 10:</b> (A) Imagem de drone do afloramento Caverna, demarcando a falha de borda e a localização do scanline maior (SL2). (B) Localização dos cinco pseudo poços onde foram realizados os perfis de raios gama e de permeabilidade e do scanline local da unidade 4. (C) Vista frontal da exposição 3D do afloramento caverna, com a demarcação das unidades existentes, dos pseudo poços e dos scanlines. ....	20
<b>Figura 11:</b> Frequência acumulada de estruturas versus distância a partir do núcleo da falha. Fonte: modificado de Berg e Skar (2005) .....	21
<b>Figura 12:</b> (A) Gamaespectômetro portátil RS-230 utilizado na aquisição dos perfis de Raios-gama; (B) Aquisição das medidas de Raios Gama.....	23
<b>Figura 13:</b> Aquisição de permeabilidade utilizando o permeômetro TinyPerm 3.....	24
<b>Figura 14:</b> (A) Contorno da Bacia Rio do Peixe com a demarcação da figura 14B (B) Contorno das regiões correspondentes ao modelos desenvolvidos. Modelo de reservatório na coloração verde, macromodelo coloração rosa e mesomodelo na coloração vermelha. ....	25
<b>Figura 15:</b> Fluxograma das etapas realizadas na modelagem do afloramento.....	26
<b>Figura 16:</b> Classificação das fácies de falhas. U= Unstrained/ Sem deformação; L= Low/ Baixa deformação; M: Medium/ Média deformação; H= High/ Alta deformação.....	27
<b>Figura 17:</b> Fluxograma do desenvolvimento dos modelos de permeabilidade das bandas de deformação, entre as bandas de deformação, frequência, espessura, espessura das bandas de deformação, espessura entre as bandas de deformação e as permeabilidades direcionais $K_x$ e $K_y$ .....	30
<b>Figura 18:</b> (A) Mapa geológico da BRP com a localização do afloramento alvo de estudos, zonas de cisalhamento, falhas principais, suas formações, a localização do cubo sísmico 3D representada pelo polígono vermelho e da seção 198, exibida na figura 24, demarcada c com a linha vermelha (B) Carta estratigráfica destacando a geocronologia das formações, os grupos e a sequência tectônica. BI: Bacia de Icozinho; BBF: Sub-bacia de Brejo das Freiras; SBS: Sub-bacia de Sousa; SBP: Sub-bacia de Pombal; ZCP: Zona de cisalhamento Patos; ZCP: Zona de cisalhamento Portalegre; FM: Falha Malta; FP: Falha Portalegre; FRP: Falha Rio Piranhas; FSS: Falha Sítio Sagui; FLF: Falha Lagoa do forno. Fonte: Modificado de Françolin et al.(1994); Rapozo et al.(2021); Vasconcelos et al. (2021). .....	33

<b>Figura 19:</b> (A) Imagem de drone do afloramento Caverna, demarcando a falha de borda e a localização do scanline maior (SL2). (B) Localização dos cinco pseudo poços onde foram realizados os perfis de raios gama e de permeabilidade e do scanline local da unidade 4. (C) Vista frontal da exposição 3D do afloramento caverna, com a demarcação das unidades existentes, dos pseudo poços e dos scanlines. ....	37
<b>Figura 20:</b> (A) Contorno da Bacia Rio do Peixe com a demarcação da figura 19B (B) Contorno das regiões correspondentes ao modelos desenvolvidos. Modelo de reservatório na coloração verde, macromodelo coloração rosa e mesomodelo na coloração vermelha. ....	39
<b>Figura 21:</b> Fluxograma das etapas realizadas na modelagem do afloramento. ....	40
<b>Figura 22:</b> Classificação das fácies de falhas. U= Unstrained/ Sem deformação; L= Low/ Baixa deformação; M: Medium/ Média deformação; H= High/ Alta deformação. ....	41
<b>Figura 23:</b> Fluxograma do desenvolvimento dos modelos de permeabilidade das bandas de deformação, entre as bandas de deformação, frequência, espessura, espessura das bandas de deformação, espessura entre as bandas de deformação e as permeabilidades direcionais $K_x$ e $K_y$ . ....	43
<b>Figura 24:</b> Seção sísmica 198 do cubo norte (A) Após aplicação do Tec-Va, que consiste na aplicação de atributos em séries; localização do afloramento caverna, representado pelas setas verde e rosa no lado direito da imagem (B) interpretada, evidenciando as principais falhas com nas linhas pretas, o topo do embasamento representado na linha vermelha e o topo do devoniano na linha laranja. ....	46
<b>Figura 25:</b> (A) Imagem do afloramento obtida a partir do VANT (B) Principais estruturas mapeadas e separada por sets de deformação. ....	47
<b>Figura 26:</b> Perfis de raios gama e de permeabilidade, evidenciando as porções com maiores índices de argilominerais e da permeabilidade (A) Cav- 01- V e (B) Cav- 02- V. ....	49
<b>Figura 27:</b> (A) Gráfico de distância das falhas versus a frequência das bandas de deformação, com a curva de frequência acumulada, demarcação das zonas de dano existentes com as linhas tracejadas em vermelho, e a demarcação da zona de cluster em tracejado azul, além da separação dos segmentos F-F', G-G', H-H' com o tracejado verde (B) Ampliação do seguimento F-F' explicitando as suas zonas de dano. Z.D.I: Zona de dano interna; Z.D.E: Zona de dano externa. ....	51
<b>Figura 28:</b> Gráfico de frequência versus distância da falha antitética, com a frequência acumulada (A) Ampliação dos segmentos G-G' E (B) H-H', evidenciando suas zonas de dano com as linhas tracejadas vermelhas. ....	53
<b>Figura 29:</b> Boxplots dos valores de permeabilidade obtidos em CAV- 01- V e CAV- 05- V. ....	54
<b>Figura 30:</b> (A) Histograma da distribuição das fácies de falhas nas diferentes zonas de dano do macromodelo. (B) Histograma da distribuição das fácies de falhas em todo o macromodelo. (C) Modelo representativo das zonas de dano no macromodelo. (D) Modelo representativo das zonas de dano no macromodelo. (D) Modelo representativo da distribuição das fácies de falhas ao longo das zonas de dano. ....	56
<b>Figura 31:</b> (A) Modelo representativo das quatro unidades sedimentares em mesoescala. (B) Mesomodelo evidenciando as diferentes zonas de dano nas quatro unidades sedimentares (C) Vista superior evidenciando a distribuição das zonas de dano e das principais falhas no mesomodelo (D) Histograma da distribuição das fácies de falhas em todo o mesomodelo (E) Representação das fácies de falhas ao longo do mesomodelo (F) Vista frontal do mesomodelo evidenciando as distribuições das fácies de falhas junto com as principais falhas do afloramento. ....	58
<b>Figura 32:</b> Mesomodelo representativo da permeabilidade (A) Com upscaling (B) Sem upscaling. ...	59
<b>Figura 33:</b> (A) Histograma da distribuição da permeabilidade em $K_x$ (B) em $K_y$ (C) Modelo representativo da permeabilidade em $K_x$ (D) Representação da permeabilidade em $K_x$ evidenciando as principais falhas do modelo menor (E) Modelo representativo da permeabilidade em $K_y$ (F) Representação da permeabilidade em $K_y$ evidenciando as principais falhas no modelo menor. ....	60

**Figura 34:** Distribuição da permeabilidade no macromodelo (A) e (B) apenas com a falha de borda como tendência (C) e (D) com a falha de borda e a falha antitética (E) e (F) Com a falha de borda, a antitética e a secundária..... 62

**Figura 35:** (A) Histograma da distribuição de permeabilidade em  $K_x$  no macromodelo (B) Histograma da distribuição dos valores de permeabilidade de  $K_y$  (C) Modelo representativo da distribuição de  $K_x$  (D) Modelo representativo da distribuição de  $K_y$ ..... 64

**Figura 36:** Distribuição da permeabilidade no modelo de reservatório (A) com a demarcação dos limites dos três modelos (B) Apenas no maior limite. .... 65

**Lista de tabelas:**

Tabela 1: Média da intensidade de deformação por fácies de falhas nas zonas de dano das quatro unidades sedimentares.....53

Tabela 2: Valores de permeabilidade obtidos a partir da geração dos modelos com tendência de uma, duas e três falhas.....57



## **1. Apresentação**

Esta pesquisa fez parte da segunda fase de um projeto denominado “Bandas de deformação Rio do Peixe (DEBRIP): análise multiescalar e geração de banco de dados geofísico, geológico, modelagem e simulação numérica.”, aprovado junto a Rede Temática de Caracterização Modelagem de Reservatório e Geomecânica (CMRG). O mesmo foi financiado pela Petrobrás através do convênio com a UFCG, viabilizando assim o recebimento de bolsa durante a realização de toda a pesquisa.

Este trabalho apresenta os principais efeitos da heterogeneidade de zonas de falhas de dano em diferentes escalas de observação da Falha Portalegre, Bacia Rio do Peixe, Brasil, colaborando com o projeto maior principalmente com a modelagem de estruturas em afloramento e aplicação de técnicas de *upscaling*. Tal trabalho foi elaborado na forma de um artigo científico, que será submetido a uma revista científica especializada no assunto. O estudo foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pós Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, da Universidade Federal de Campina Grande.

A organização deste trabalho consiste na apresentação da localização da área de estudo, objetivos, justificativa, descrição da metodologia utilizada, estado da arte com foco em bandas de deformação (BD) e modelagem geológica, um artigo intitulado “Modelagem multiescalar de uma zona de dano, Nordeste do Brasil” onde foram descritos os principais efeitos de falhas locais e também de falhas de dimensão sísmica, e suas implicações na distribuição de propriedades petrofísicas e análises estruturais, na meso, macro e escala de reservatório, e por fim uma síntese das conclusões e referências utilizadas em todo o trabalho.

### **1.1. Localização da área de estudo**

A área de estudo localiza-se no extremo oeste do estado da Paraíba, no município de Santa Helena, mais precisamente no distrito de Pilões e tem seu acesso pela rodovia PB-395 (Figura 1A). O afloramento denominado “Caverna” se localiza nas proximidades de uma das principais falhas de borda da Bacia Rio do Peixe (BRP), a Falha Portalegre tem como coordenadas 38°31’41’’O e 6°41’58’’S (Figura 1B).

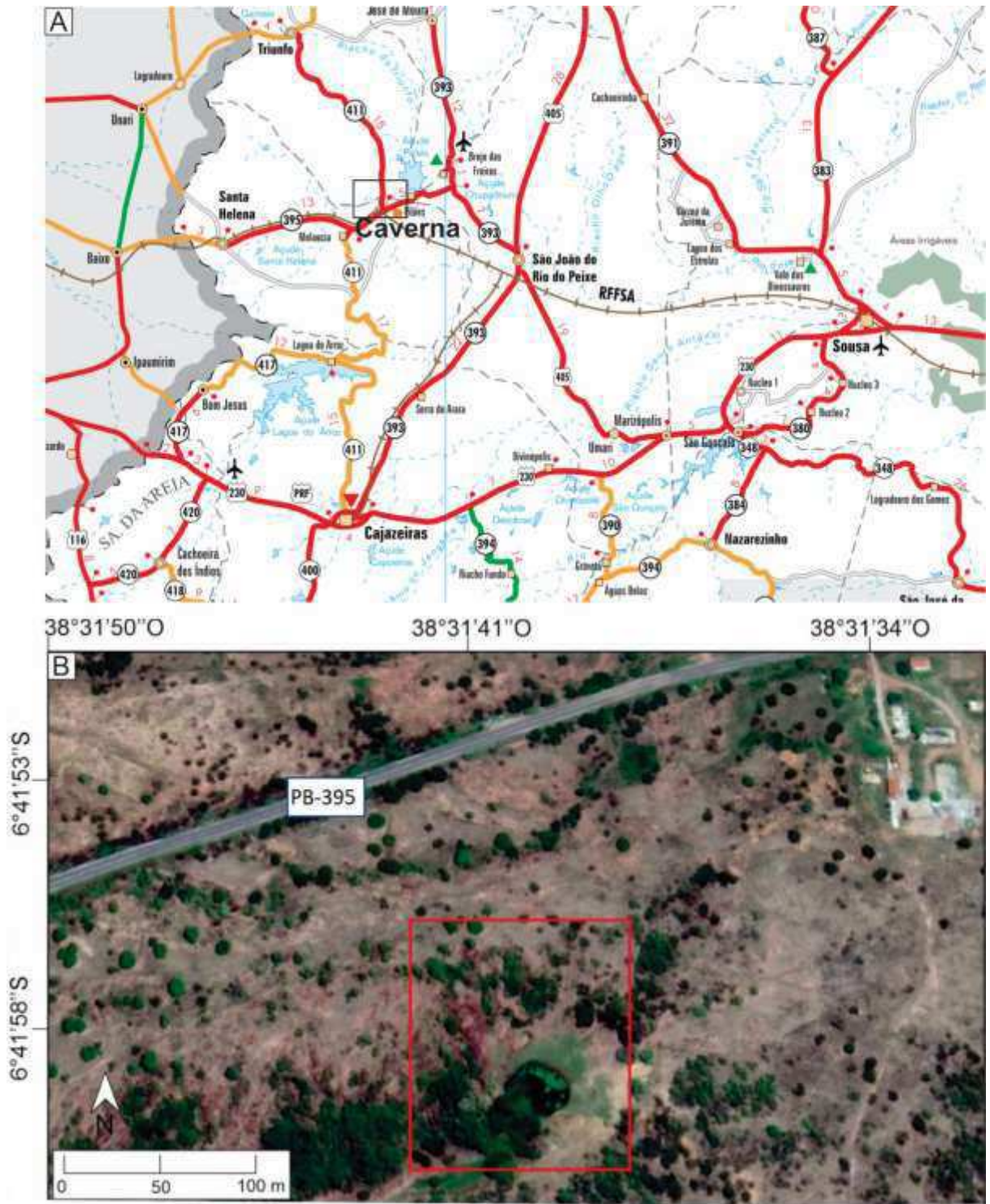


Figura 1: (A) Mapa das rodovias de acesso ao afloramento alvo de estudo com a demarcação em preto indicando o afloramento Caverna (B) Localização e acesso ao afloramento “Caverna” delimitado pelo retângulo de coloração vermelha.

## 2. Introdução

### 2.1. Motivação e justificativa

Zonas de falha são compostas por três principais elementos arquiteturais: núcleo, zonas de dano e protólito (Figura 2) (Antonellini e Aydin, 1994; Caine *et al.*, 1996). O núcleo da falha geralmente comporta a maior parte da deformação, com ocorrência rochas de falhas, como cataclasitos e brechas, além de superfícies de deslizamento e intenso fraturamento (Braathen *et al.*, 2009; Torabi e Berg, 2011). Adjacentes ao núcleo da falha estão as zonas de dano, que podem ser compostas pelas bandas de deformação, juntas, falhas secundárias e pequenas superfícies de deslizamento (Braathen *et al.*, 2009; Torabi e Berg, 2011; Schueller *et al.*, 2013; Rohmer *et al.*, 2015). A presença dessas estruturas exerce forte influência sob heterogeneidade e anisotropia de reservatórios, afetando diretamente propriedades como a porosidade e permeabilidade (Caine *et al.*, 1996; Fachri *et al.*, 2011). Por fim, a zona de dano transiciona para o protólito, onde pouca ou nenhuma deformação é registrada.

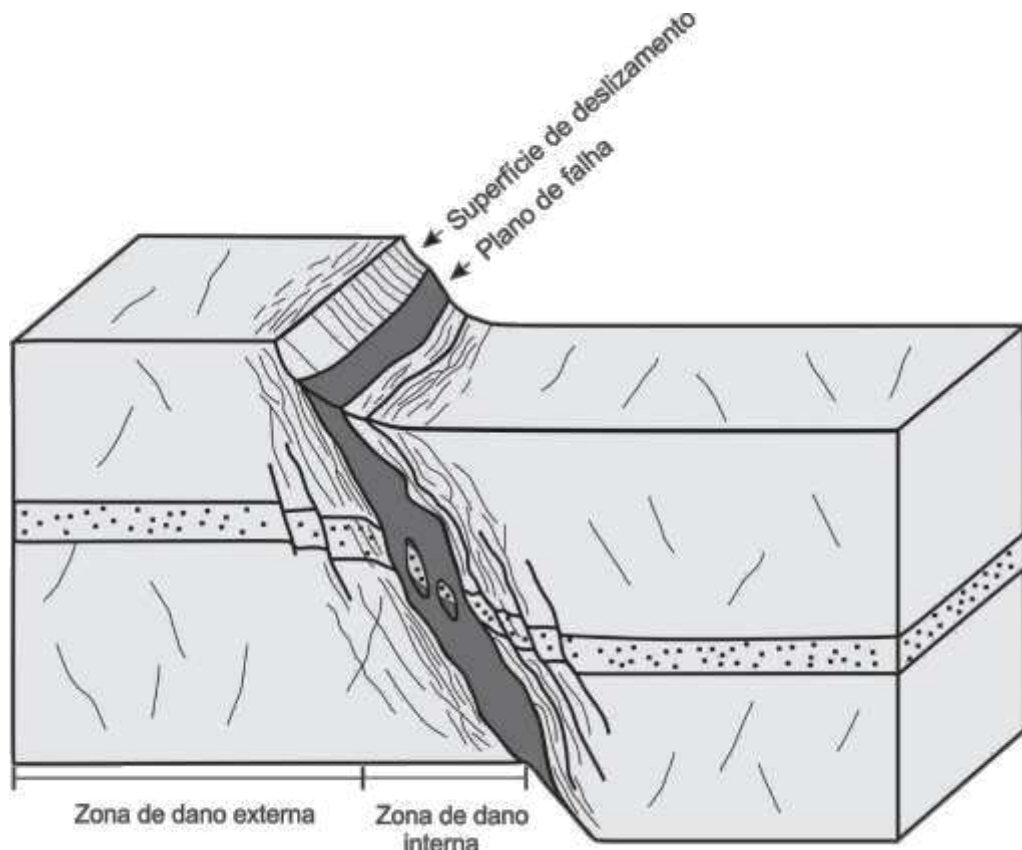


Figura 2: Elementos arquiteturais de uma falha. Fonte: (Torabi et al., 2019c).

O mapeamento das zonas de falhas, em subsuperfície, normalmente é feito a partir da interpretação de seções da sísmica de reflexão, onde é possível delimitar e demarcar as principais falhas existentes. Este tipo de mapeamento tem como um dos principais objetivos, a geração de modelos estruturais que contribuam na identificação de possíveis zonas acumuladoras de água ou hidrocarbonetos, já que essas estruturas podem favorecer ou impedir o fluxo de fluidos. No entanto, estruturas deformacionais de escala subsísmica, como a bandas de deformação (BD), ou até mesmo uma delimitação da espessura da zona de dano não são identificadas em seções sísmicas, na perfilagem de poços e muitas vezes não podem ser observadas nos testemunhos recuperados na etapa de sondagem (Fossen *et al.*, 2007; Ballas *et al.*, 2015).

Devido à grande ocorrência das BD em zonas de dano e seu impacto nas propriedades dos reservatórios, nos últimos anos, várias pesquisas vem sendo desenvolvidas com foco na modelagem de zonas de dano e fácies de falhas, principalmente em regiões com BD. No entanto, pouco se sabe como a anisotropia gerada por essas estruturas afetam a distribuição da permeabilidade ao longo de uma zona de dano e como elas se comportam quando observadas em diferentes escalas de observação. Isto torna importante seu mapeamento, a identificação de suas características, para que possam ser incorporadas a modelos geológicos 3D de afloramentos (Qu e Tveranger, 2016; Zuluaga *et al.*, 2016) e sejam replicados em uma escala maior, como a de reservatório (Flodin *et al.*, 2001).

Nesse contexto, a BRP por possuir afloramentos com características compatíveis geologicamente a reservatórios petrolíferos é considerada um análogo, o que a torna um importante alvo de estudos, por possuir diferentes variações de estruturas rúpteis, como falhas, juntas, bandas de deformação e por apresentar exposições 3D de afloramentos afetados por essas estruturas em diferentes unidades litológicas.

## **2.2.Objetivos**

O objetivo principal desta pesquisa é caracterizar a zona de dano em que se localiza a porção do afloramento Caverna, a fim de se entender o efeito das heterogeneidades das zonas de falhas sob as propriedades de reservatórios, através da abordagem multiescalar (afloramento e reservatório).

Como objetivos específicos deste trabalho, temos:

- Mapear em subsuperfície a principal falha que exerce efeito sob o afloramento;
- Caracterizar a zona de dano em que o afloramento em estudo se localiza;
- Mapear a distribuição das BD com o mapeamento de superfície;
- Identificar quais fatores impactam na distribuição da permeabilidade;
- Aplicar técnicas de *upscaling* na modelagem geológica.

### 3. Contexto geológico

Segundo Françolin e Szatmari (1987), a Bacia Rio do Peixe (BRP) é uma bacia intra continental do tipo rifte formada por semi-grabens controlados por reativações rúpteis de estruturas preexistentes durante o Cretáceo Inferior, inserida no contexto das bacias interiores do Nordeste (Figura 3) (Matos, 1992). A formação dessas bacias está relacionada com o rifteamento do Pangea no cretáceo inferior, ao qual moldou a atual margem continental brasileira. (Françolin e Szatmari, 1994; Srivastava e Carvalho, 2004; Carvalho *et al.*, 2013).

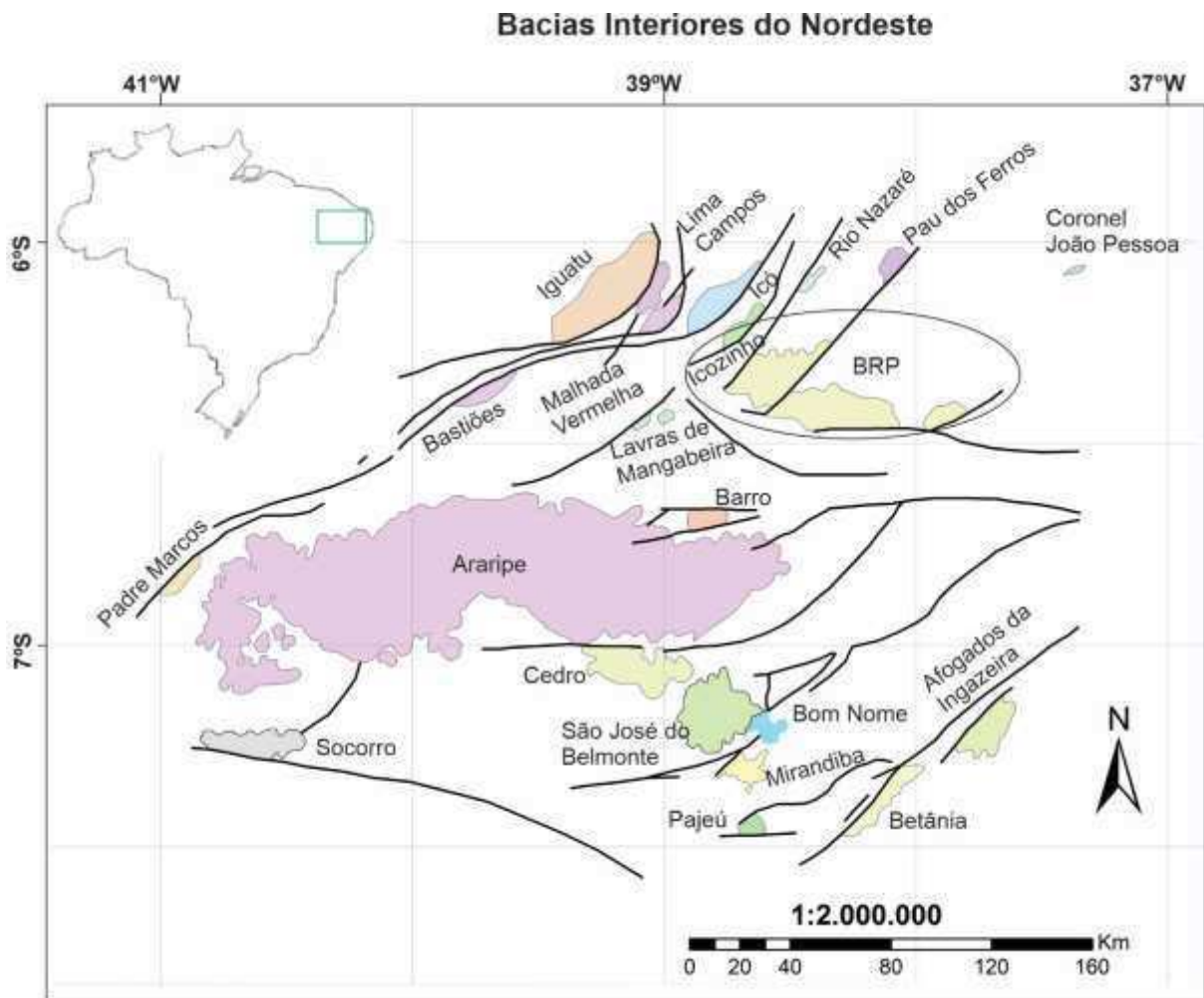


Figura 3: Localização da Bacia Rio do Peixe (BRP) no contexto das Bacias interiores do nordeste. Fonte: Modificado de Carvalho (1993).

Essas bacias são controladas por reativações rúpteis de zonas de cisalhamento do embasamento cristalino Pré-cambriano da Província Borborema, com *trends* predominantemente NE-SW e E-W, que dividem-na em três segmentos distintos, Sub-província Setentrional, Sub-província Transversal e Sub-província Meridional. Tais estruturas

desenvolveram-se durante a Orogenia Brasileira e tiveram sua reativação no fanerozóico, principalmente no Cretáceo Inferior (De Almeida *et al.*, 1981; Françolin e Szatmari, 1987).

Em relação à litologia, o embasamento cristalino é composto por rochas metamórficas do Grupo Caicó, composto por gnaisses, parafibrolitos, quartzitos e milonitos e rochas plutônicas granitóides representadas pelos granodioritos e granitos (Carvalho e Melo, 2012).



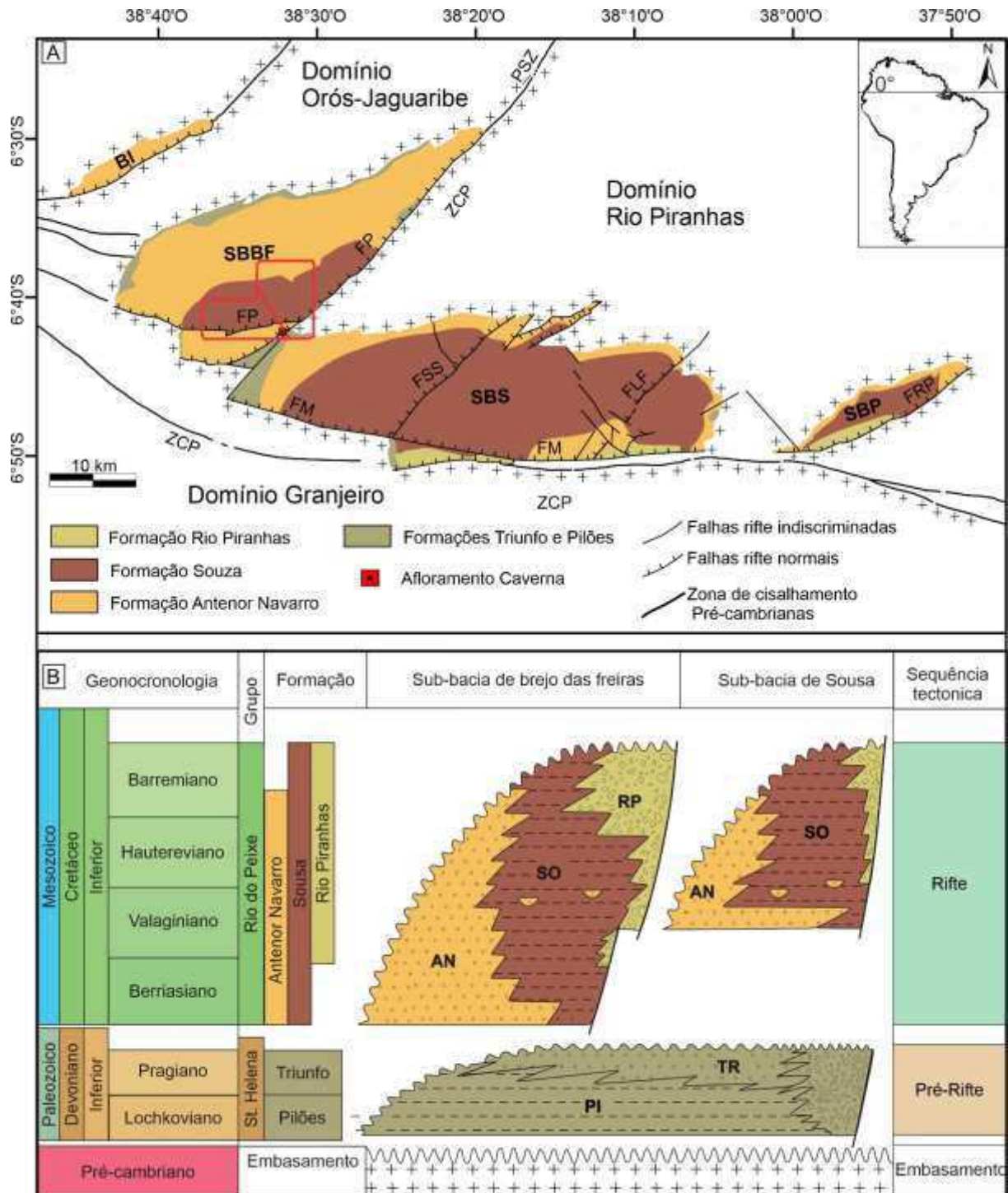


Figura 4: (A) Mapa geológico da BRP com a localização do afloramento alvo de estudos, zonas de cisalhamento, falhas principais, suas formações, a localização do cubo sísmico 3D representada pelo polígono vermelho e da seção 198, exibida na figura 24, demarcada com a linha vermelha (B) Carta estratigráfica destacando a geocronologia das formações, os grupos e a sequência tectônica. BI: Bacia de Icozinho; BBF: Sub-bacia de Brejo das Freiras; SBS: Sub-bacia de Sousa; SBP: Sub-bacia de Pombal; ZCP: Zona de cisalhamento Patos; ZCP: Zona de cisalhamento Portalegre; FM: Falha Malta; FP: Falha Portalegre; FRP: Falha Rio Piranhas; FSS: Falha Sítio Sagui; FLF: Falha Lagoa do Fonte: Modificado de Françolin et al.(1994); Rapozo et al.(2021); Vasconcelos et al. (2021).



Conforme Françolin *et al.* (1994) os esforços gerados durante a abertura da bacia ocasionaram a reativação de falhas normais por movimentos transcorrentes dextrais tanto transtensional, no extremo NE, quanto transpressional no extremo SW, gerando assim os semi-grábens que são fortemente controlados pelas falhas Malta, a sul da bacia (E-W) afetando a Sub-Bacia Sousa; Falha Portalegre (NE- SW), que é responsável pela formação da Sub-Bacia Brejo das Freiras, e pela falha Rio Piranhas (NE-SW), que exerce efeito sob a Sub-Bacia Pombal. Posteriormente Nogueira *et al.* (2015) reinterpretou os dois campos de paleotensão previamente descritos como fase rifte. Um primeiro campo de paleotensão, com o eixo de máxima compressão vertical, resultou na abertura da BRP com direção NW-SW. Um segundo campo de paleotensão, com o eixo de máxima compressão horizontal de direção aproximadamente E-W, resultou na inversão tectônica de intensidade leve a moderada das principais falhas da fase rifte durante a fase pós-rifte. Vasconcelos *et al.* (2021) sugere que a inversão está associada aos *stresses* oriundos dos esforços compressivos combinados da Orogenia Andina e da Dorsal Oceânica do atlântico Sul, sugerindo uma idade para o início desse evento em aproximadamente 80 Ma, que se estende até o presente.

A partir de levantamentos gravimétrico Nogueira *et al.* (2004) e Castro *et al.* (2007) o depocentro é controlado por falhas de direção NE-SW e E-W, dando um aspecto irregular ao relevo do arcabouço interno desta bacia.

A BRP tem seu preenchimento sedimentar composta por dois grupos de idade Barresiana-Barremiana, sendo preenchidos pelo denominado Grupo Rio do Peixe, o qual é composto por três formações, que foram estratigraficamente divididas por Françolin *et al.* (1994) da base para o topo, nas formações Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas (Figura 4B).

De acordo com Sénant e Popoff (1991) a Formação Antenor Navarro é composta de conglomerados e arenitos grossos arcossianos, bem como arenitos de granulometria média e intercalações com siltitos e argilitos, e principalmente arenitos conglomeráticos com estratificações cruzadas tabulares e acanaladas caracterizando então, a passagem de leques aluviais e fluviais anastomosados desenvolvidos nas margens flexurais ou em rampas direcionais. As principais paleocorrentes encontradas nessa formação, apontam para S e SE, com variações para E e W-SW, caracterizando áreas fontes nas bordas não falhadas da bacia.

A Formação Sousa é caracterizada pela presença de folhelhos e siltitos intercalados a arenitos que exibem desde marcas onduladas, laminações plano-paralelas e cruzadas até gretas

de contração, calcretes, além de intercalações de níveis carbonáticos e presença de fósseis, caracterizando então um ambiente fluvial meandrante, com planícies de inundação, e lacustre raso, com grande período de tempo de calmaria (Braun, 1969; Sénant e Popoff, 1989; Carvalho *et al.*, 2013).

A Formação Rio Piranhas é composta por arenitos finos a grossos com estratificações cruzadas, intercalados com pelitos, também estão presentes nessa formação, os arenitos grossos e conglomerados desorganizados e matriz-suportados, caracterizando a deposição de leques aluviais de margem falhada associados a sistemas fluviais entrelaçados. As paleocorrentes encontradas nesta formação indicam sentido para NW ou N, confirmando áreas fontes nas ombreiras dos semi-grábens (Braun, 1969; Sénant and Popoff, 1989; Carvalho *et al.*, 2013).

Alguns autores registraram a idade sedimentar mais antiga da bacia como Devoniana, identificada por meio de análises palinológicas em amostras de sondagem feitas pela Petrobras (Roesner *et al.*, 2011; Carvalho e Melo, 2012; Silva *et al.*, 2014).

Segundo Silva *et al.* (2014) a tecnossequência devoniana inferior corresponde a um ciclo transgressivo-regressivo e está separada do Grupo Rio do Peixe por uma discordância com um espaço de tempo de duzentos e sessenta e cinco milhões de anos. Esses autores subdividiram essa tecnossequência em duas formações principais: Triunfo e Pilões, ambas pertencentes ao Grupo Santa Helena.

Litologicamente, a Formação Pilões é composta predominantemente por pelitos escuros, com analcima e clorita, e arenitos arcoseanos, associados com brechas, conglomerados e vulcanoclásticas na sua porção basal. A deposição desses sedimentos ocorreu a partir de fluxos gravitacionais, a partir de leques deltaicos e deltas de granulação grossa, em um gráben de águas doces a salobras, o qual foi assoreado por depósitos flúvio deltaicos entrelaçados correspondentes à Formação Triunfo (Silva *et al.*, 2014).

Na Formação Triunfo predominam arenitos cinza-esbranquiçados, arcoseanos, em parte conglomerático, caulínicos, com estratificações cruzadas, em parte com intercalações de conglomerados e raros pelitos e arenitos finos a muito finos (Silva *et al.*, 2014).

## 4. Estado da arte

### 4.1. Bandas de deformação

Bandas de deformação (BD) são estruturas rúpteis que ocorrem em rochas de alta porosidade (>15%) (Aydin, 1978), principalmente nos arenitos porosos. Essas estruturas apresentam-se em escala subsísmica podendo variar desde milímetros ou até vários centímetros de espessura (Aydin, 1978; Antonellini e Aydin, 1995; Shipton e Cowie, 2003).

Para a formação e o desenvolvimento de uma BD, faz-se necessário uma quantidade significativa de rotação e translação de grãos, associados a isto, também se inclui a trituração de grãos ou apenas rotação e deslizamento por fricção ao longo dos seus limites. Para tanto, é imprescindível uma quantidade mínima de porosidade (>15%). Se esta é muito baixa, então fraturas por tensão, estílotitos ou superfícies de deslizamento se formarão preferencialmente (Fossen *et al.*, 2007).

Conforme Fossen *et al.* (2007), BD não representam superfícies de deslizamento. Entretanto, em um estágio mais avançado, ao longo de zonas de bandas de deformação essas estruturas podem ser desenvolvidas. Esses autores também dizem que até que as BD atinjam o estágio mais avançado, elas seguem o seguinte padrão de formação: primeiro são formadas bandas de deformação individuais (*singles*), em seguida zona de aglomerados de bandas de deformação (*clusters*) (Fossen e Bale, 2007) e em um estágio mais tardio, superfícies de deslizamento (Figura 5). Além disso, eles também citam que outra característica importante que diferencia as BD de outros tipos de falhas e discontinuidades. As BD são mais espessas e geram menores rejeitos, sendo estes de ordem milimétrica. Além disso, a maioria da BD aumentam a coesão das rochas, diminuindo seus espaços porosos e influenciando diretamente propriedades que afetam o fluxo de fluidos em meios porosos.

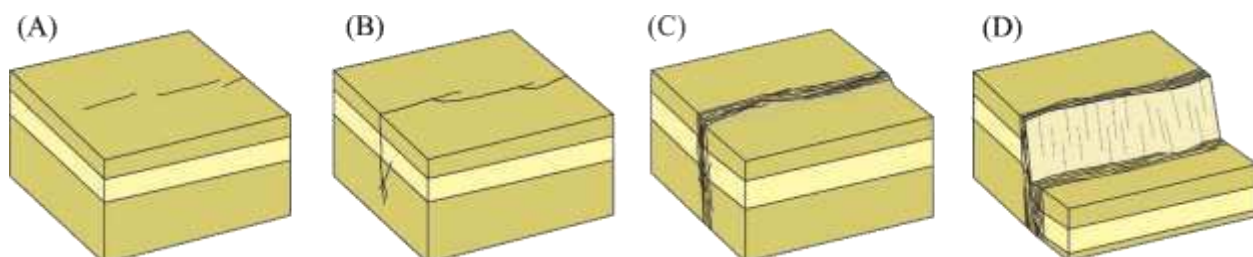


Figura 5: Sequência hierárquica na formação das bandas de deformação. Em (A) singles; (B) singles conectados; (C) cluster; (D) slip surface Fonte: modificado de Fossen et al. (2007).

Aydin *et al.* (2006) foram os primeiros a classificarem as BD de acordo com sua cinemática de deformação (Figura 6), como: bandas de cisalhamento, bandas de dilatação e bandas de compactação ou a combinação das mesmas.

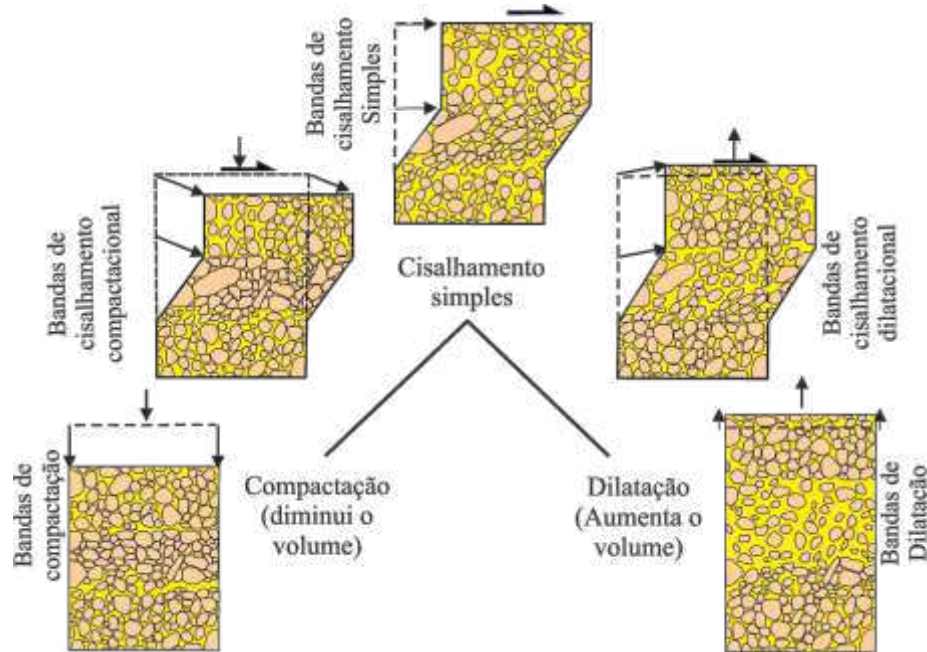


Figura 6: classificação das bandas de deformação pela cinemática. Pontes (2017) modificada de Fossen *et al.* (2007).

Além disso existe a classificação proposta por Fossen *et al.* (2007) em que leva em consideração os mecanismos de deformação operantes durante a sua formação, os quais dependem de condições externas como mineralogia, tamanho de grão, forma, classificação, cimentação, porosidade e estado de tensão em que a rocha está submetida. O mesmo definiu quatro principais mecanismos, são eles: Dissolução e Cimentação, Cataclase (fraturamento de grãos), Esmerilhamento Filossilicático e, Fluxo granular (rotação e deslizamento de grãos). Deste modo, o autor denominou quatro tipos principais de BD: bandas de dissolução e cimentação, bandas cataclásticas, bandas filossilicáticas e bandas de Desagregação (Figura 7). A associação desses mecanismos implicam na geração de BD com diferentes propriedades petrofísicas, o que faz de extrema importância esta classificação, principalmente para a indústria petrolífera, no que diz respeito à permeabilidade e fluxo de fluidos, que são problemas bastante frequentes.

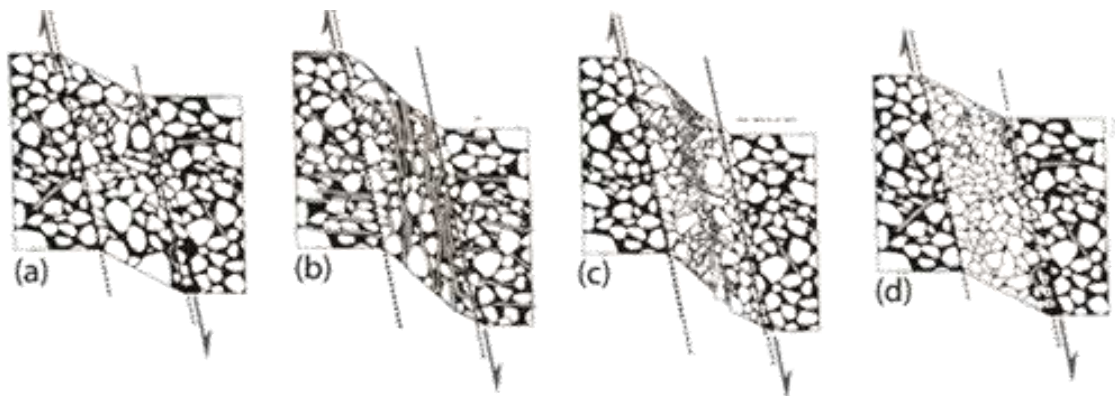


Figura 7: Classificação das bandas de deformação por mecanismos de deformação (a) Desagregação (b) Filossilicáticas (c) Cataclásticas (d) Dissolução e cimentação. Fossen et al. (2007).

Conforme Fossen (2010), o desenvolvimento das bandas de desagregação está relacionado ao cisalhamento dos grãos decorrente da rotação dos grãos, pelos deslizamentos de suas bordas e pela ruptura do cimento que os une. Segundo o mesmo autor, esse tipo de BD são comumente encontradas em areias e arenitos pouco consolidados. Podem ser quase invisíveis em arenitos maciços puros, mas são facilmente detectáveis quando cortam e deslocam camadas ou lâminas.

Este mesmo autor também afirma que as bandas filossilicáticas são formadas em arenitos em que a proporção de minerais laminares for maior que 10% a 15%. Elas podem ser inseridas como um tipo especial de banda de desagregação, em que minerais laminares facilitam o deslizamento dos grãos. Os minerais argilosos tendem a se misturar com os minerais granulares, ao passo que as micas de granulação mais grossa se alinham para formar uma trama local no interior das bandas, em decorrência a rotação induzida pelo cisalhamento. As bandas de filossilicatos são de fácil detecção, pois os filossilicatos alinhados conferem às bandas cores ou tramas que são semelhantes às camadas ricas em filossilicatos na rocha não deformada.

BD do tipo dissolução e cimentação são formadas a partir da geração de minerais diagenéticos ao longo das superfícies dos grãos fraturados na zona de deformação. Tal processo pode ocorrer durante e/ou depois da deformação da rocha, dissolvendo os minerais presentes na banda seguidos pela cimentação ao longo das superfícies dos grãos geradas pelo faturamento (Fossen, 2010).

Conforme Fossen *et al.* (2007) as BD cataclásticas ocorrem quando a fratura mecânica dos grãos é um mecanismo de deformação significativa. Essas bandas apresentam um núcleo central cataclástico, comumente dentro de um volume de rocha compactada. O núcleo é caracterizado por uma ampla distribuição granulométrica e alta quantidade de matriz devido à

redução do tamanho dos grãos, grãos angulosos e ausência de espaços porosos. A zona de dano externa ao núcleo da deformação é geralmente compactada, como consequência do fluxo granular e pequenas fraturas nos grãos. As bandas cataclásticas ocorrem principalmente em arenitos porosos e possuem profundidade de soterramento de 1,5 a 2,5 km, podendo ter sido formadas nessa mesma profundidade, logo após a litificação, porém antes do soerguimento. Também podem ser observadas em areias não consolidadas ou pobremente consolidadas, em ignimbritos e tufos. Rawling e Goodwin (2003) sugeriram que as bandas cataclásticas formadas em profundidades rasas são caracterizadas por fragmentação de grãos e quebra superficial enquanto as bandas cataclásticas mais profundas comumente apresentam fraturas e esmagamento de grãos. Contudo, Cashman e Cashman (2000) mostraram que bandas cataclásticas formadas em areia marinha não consolidada em profundidade não mais que 50 metros, exibem esmagamento de grãos.

Como mostram alguns autores (Fossen e Bale, 2007; Ballas *et al.*, 2014), as BD exercem uma grande influência sob as propriedades petrofísicas das rochas, e quando presentes nos reservatórios de petróleo, podem afetar diretamente sua porosidade e permeabilidade, causando sua redução de até cinco ordens de magnitude devido a trituração, cominuição e compactação dos grãos. Assim, faz-se de extrema importância o entendimento e quantificação dos efeitos exercidos por essas estruturas deformacionais sob estas propriedades. Nesse contexto, diversas pesquisas tem sido desenvolvidas nos últimos anos, dando ênfase aos efeitos das BD sob as propriedades petrofísicas (Ogilvie e Glover, 2001, Lothe *et al.*, 2002; Torabi *et al.*, 2013, Sallet e Wibberley, 2013; Nicchio *et al.*, 2018; Pontes *et al.*, 2019).

## 4.2. Modelagem geológica

Estruturas rúpteis, como falhas, juntas e bandas de deformação, ocorrem nos mais diversos tipos de rochas, afetando seu comportamento hidráulico e mecânico, promovendo maior coesão, e permitindo que as mesmas atuem como barreira ou canal aos fluidos a serem produzidos dos reservatórios (Flodin *et al.*, 2001; Fachri *et al.*, 2013a).

Nos reservatórios petrolíferos ocorrem diversos problemas associados à ocorrência dessas estruturas, sendo a mais importante a redução das propriedades petrofísicas das rochas reservatórios. Isso tem implicações na ineficiência da capacidade de armazenar e transmitir os fluidos e no impedimento da conexão entre reservatórios próximos (Manzocchi *et al.*, 2010) dificultando desta forma as operações de produção deles. Assim, muitas vezes o sucesso ou fracasso de um possível alvo exploratório pode estar relacionado à estrutura tectônica presente (Bartoszeck *et al.*, 2012).

Diante da necessidade de caracterização de tais estruturas, fez necessário o desenvolvimento e utilização de novas ferramentas e técnicas que permitissem aprimorar seu entendimento, surgindo assim, os *softwares* de modelagem computacional. Eles são uma alternativa à dificuldade em se obter soluções analíticas, sendo então, uma tentativa mais aproximada de se representar os fenômenos da natureza (Wendland, 2010). *Softwares* de modelagem computacional como, Gocad™, EarthVision®, Maptek Vulcan™, Petrel®, tem sido amplamente utilizado pela indústria (Bartoszeck *et al.*, 2012). Atualmente, esta técnica tem sido aplicada a análogos de reservatórios petrolíferos, permitindo a representação 3D dos afloramentos geológicos (Tveranger *et al.*, 2005, Fachri *et al.*, 2013a; Oliveira, 2016).

Um modelo geológico 3D pode conter superfícies para representar a estrutura estratigráfica, como as camadas, e falhas para a representação dos elementos estruturais. Falhas nestes modelos são frequentemente usadas com parâmetros específicos tendo impacto no comportamento do fluxo (Flodin *et al.*, 2001, Bartoszeck *et al.*, 2012). Em uma escala de reservatório, normalmente ocorrem falhas após ou durante o processo de sedimentação. Portanto, é razoável considerar a inserção de falhas logo após a fase de interpolação petrofísica, assumindo neste processo apenas os aspectos sin-sedimentares na escala de reservatório. (Bartoszeck *et al.*, 2012).

A abordagem da modelagem de análogos permite que as propriedades hidráulicas de análogos de reservatórios petrolíferos, sejam estimadas a partir de afloramentos de fácil acesso, fornecendo-as potencialmente perto da resolução espacial quando aumentada (Chesnaux *et al.*, 2009). O sucesso e a utilidade do modelo são determinados pela sua capacidade de representar os dados de entrada e produzir um modelo resultante que seja geologicamente realista na representação dos dados de entrada (Carmichael e Ailleres, 2016).

Os dois principais tipos de modelagens utilizadas na indústria do petróleo são: determinística e a estocástica. Estas modelagens caminham sempre juntas e fazem parte de um grande fluxo de trabalho. Na modelagem determinística não se tem variáveis aleatórias para modelar, os dados modelados são interpolações geradas com base em interpretações de dados diretos e indiretos de reservatórios. Este método pode ser realizado em modelos em que pouco se sabe sobre a qualidade dos dados de entrada ou como foi integrado a partir de várias fontes de dados diferentes. Em outras palavras, os algoritmos produzem um único modelo não levando em consideração as incertezas (Carmichael e Ailleres, 2016).

A modelagem estocástica modela variáveis com base na distribuição de dados pontuais de propriedades do reservatório. Apesar de existirem vários tipos de modelagens estocásticas as mais usadas na modelagem de reservatórios petrolíferos são: a orientada a *pixel* e orientada a objeto. A modelagem estocástica pode ser usada para descrever ou gerar arquiteturas deposicionais complexas e a distribuição espacial, não só das propriedades, como também dos corpos sedimentares, além de proporcionar uma integração entre dados estáticos e dinâmicos (Cosentino, 2001).

No modelo orientado a *pixel* a variável a ser simulada é assumida como uma função contínua aleatória, cuja distribuição é caracterizada com ponto inicial fixo que identifica diferentes intervalos de fácies ou de propriedades petrofísicas. Para isso são usados algoritmos, que tem a krigagem como o mais popular (Cosentino, 2001).

Na modelagem orientada a objeto a organização espacial dos corpos sedimentares é obtida pela combinação de geometrias. Os corpos são caracterizados por parâmetros como espessura, largura, orientação, etc, que tem os afloramentos análogos como uma importante ferramenta na obtenção destes parâmetros (Visuer, 1999; Alapepite, / 2005).

Dois tipos fundamentais de dados de entrada dos modelos são coletados durante a vida do reservatório, os dados estáticos e os dinâmicos. Os dados estáticos são os independentes



do tempo e não estão associadas com a movimentação de fluidos, onde se insere os dados geológicos do reservatório, tais como perfis geofísicos de poços e de análogos. Os dados dinâmicos são os diretamente relacionados ao tempo e ao transporte de fluidos pelo reservatório, são dados derivados de testes de formação, de pressão, histórico de produção, sísmica e etc.

Um *workflow* tradicional de modelagem de reservatório é realizado no sentido da grande escala para a pequena. Seguindo, aproximadamente, os seguintes passos (Pyres *et al.*, 2005):

- (i) Estabelecer uma estruturação em larga escala, determinando topo, base e zonas do reservatório. Onde é geralmente usado interpolações determinísticas;
- (ii) Em cada zona, preencher com as fácies usando simulação de variáveis discretas para obter realizações equiprováveis da distribuição desse parâmetro;
- (iii) Preencher o reservatório com a porosidade condicionado a distribuição faciológica e, posteriormente, com a permeabilidade condicionada a porosidade usando simulação de variáveis contínuas;

A caracterização de reservatórios, com o estudo das fácies e a modelagem das fácies deposicionais de um determinado reservatório é de extrema importância para guiar a distribuição das características petrofísicas do reservatório que tem impacto no cálculo de volume de hidrocarboneto *in place* e no modelo de fluxo de fluidos (Lima, 2005).

Para guiar a distribuição das características petrofísicas do reservatório que tem impacto no cálculo de volume de hidrocarboneto *in place*, a análise de incertezas é uma ferramenta que vem sendo cada vez mais utilizada e a modelagem estocástica oferece a possibilidade de quantificar as incertezas referentes à modelagem geológica. Infinitas realizações possíveis de um reservatório podem ser obtidas variando a semente geradora e podem prover uma medida das incertezas associadas ao modelo geológico escolhido para o reservatório (Cosentino, 2001).

## 5. Materiais e métodos

O presente trabalho consistiu em três etapas principais (Figura 8), que serão detalhadas ao longo do presente capítulo, são elas: Levantamento bibliográfico, etapas de campo, desenvolvimento e estruturação dos dados.

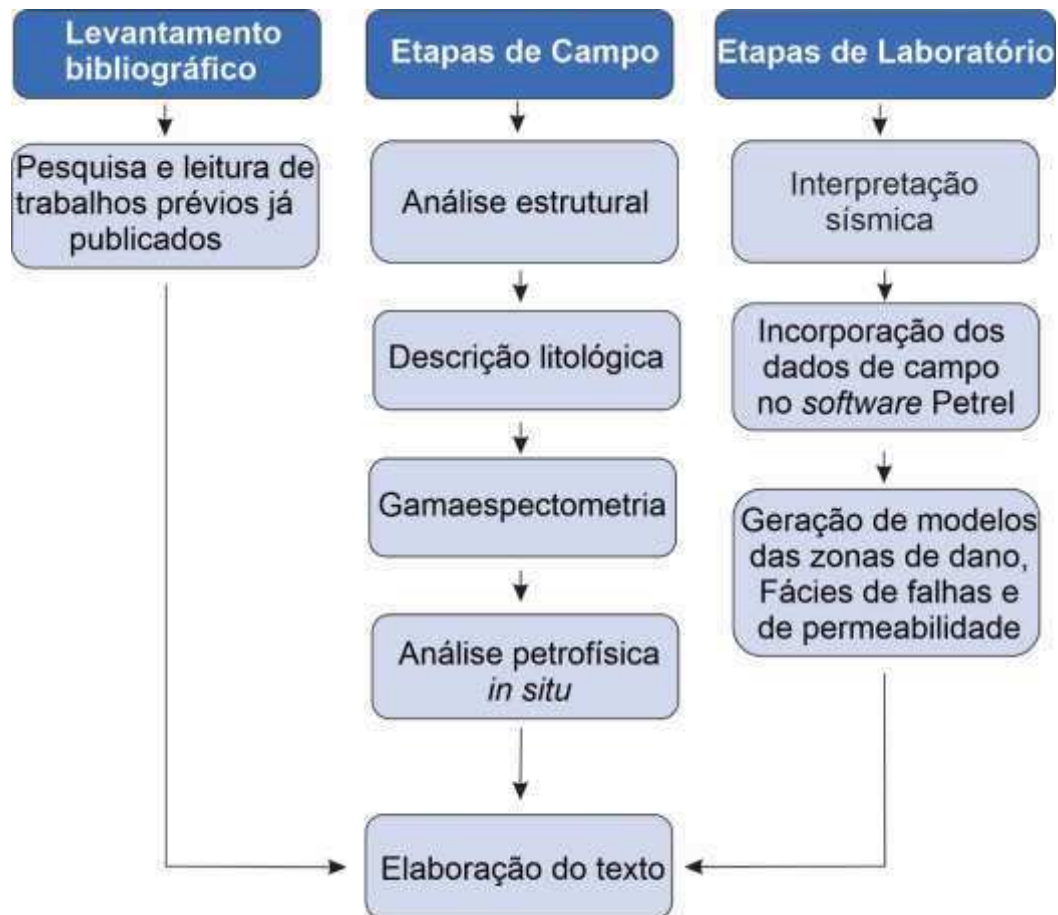


Figura 8: Fluxograma do desenvolvimento de atividades ao longo do trabalho.

### 5.1. Revisão bibliográfica

Esta etapa consistiu na realização de pesquisas e leituras durante todo o desenvolvimento deste trabalho. Onde foram utilizadas literaturas previamente publicadas, sendo em formato de artigos acadêmicos, livros, teses, dissertações, monografias e resumos. Os quais propiciaram o melhor entendimento e o desenvolvimento de novos conhecimentos acerca dos temas que foram desenvolvidos neste trabalho, como a contextualização geológica da Bacia Rio do Peixe, BD e modelagem geológica de reservatórios. Além disso, foi possível desenvolver novas metodologias a partir das existentes, bem como utilizar métodos já consagrados. Por fim, também foram desenvolvidas as discussões com base nos resultados já

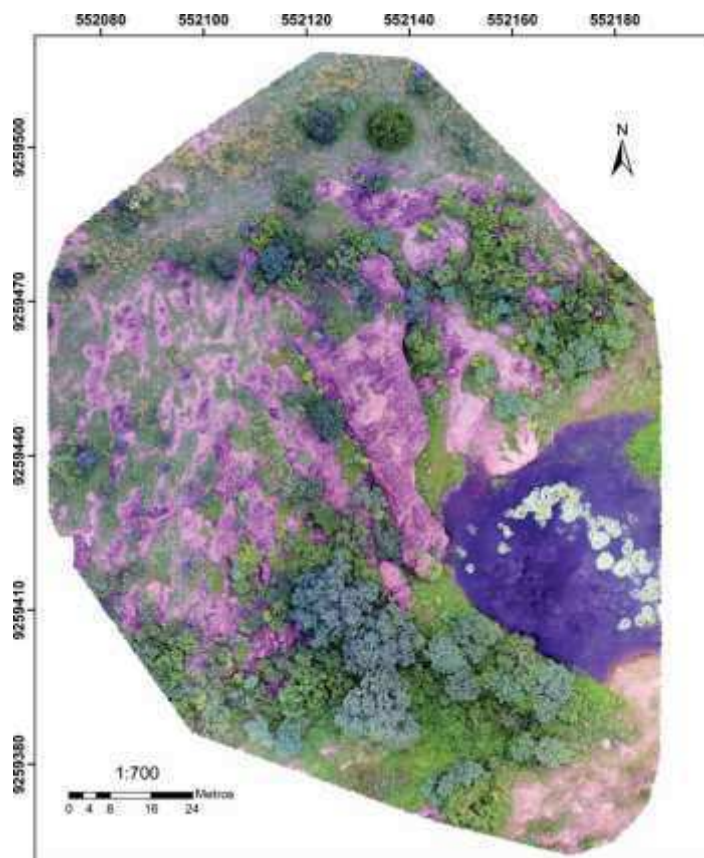
obtidos por outros autores com o objetivo de comprar e buscar explicações razoáveis dos nossos resultados.

## 5.2. Etapas de campo

As etapas de campo foram subdivididas em: análise estrutural, descrição litológica, gamaespectrometria e análise petrofísica *in situ*. As quais, foram realizadas no afloramento alvo de estudo, o qual permite a visualização 3D das litologias e estruturas como falhas e bandas de deformação, para que com dados levantados pudessem ser gerados os modelos geológicos (estrutural, sedimentar e de permeabilidade).

### 5.2.1. Análise estrutural

Esta etapa consistiu inicialmente com a aquisição das imagens de alta resolução com o auxílio de um Veículo Aéreo Não-tripulável (VANT) (Figura 9), onde posteriormente as imagens adquiridas foram levadas a campo e as estruturas geológicas visíveis nas imagens foram mapeada, separando-as por *sets* de BD. Essas interpretações foram digitalizadas no software ArcMap 10.2 e subsequentemente importadas no *software* Petrel®.



.Figura 9: Imageamento feito por VANT do afloramento em estudo.

Em adição, foram feitos levantamentos utilizando a técnica de *scanlines*. A qual consiste em uma linha de varredura que intercepta perpendicularmente as estruturas, neste caso, as BD, e são medidos parâmetros como espessura, espaçamento entre bandas e orientação (Ortega *et al.*,2006). Ao todo foram feitos oito *scanlines*, sendo três destes na parede frontal do afloramento, três na parede lateral, um no pavimento superior e um que parte da falha de borda cruzando o afloramento até o fim, sempre mantendo a direção perpendicular à zona de falha.

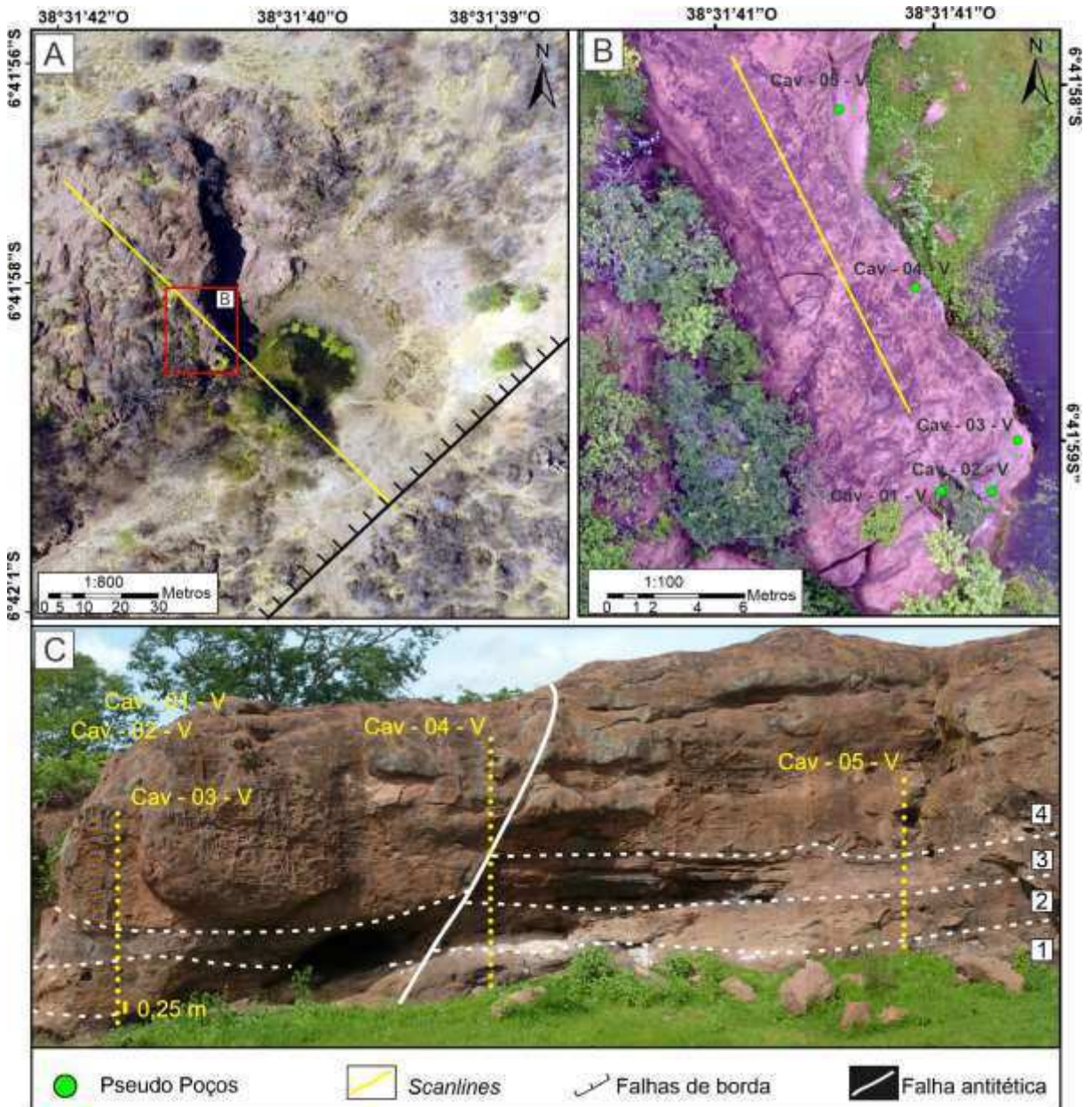


Figura 10: (A) Imagem de drone do afloramento Caverna, demarcando a falha de borda e a localização do scanline maior (SL2). (B) Localização dos cinco pseudo poços onde foram realizados os perfis de raios gama e de permeabilidade e do scanline local da unidade 4. (C) Vista frontal da exposição 3D do afloramento caverna, com a demarcação das unidades existentes, dos pseudo poços e dos scanlines.



Com base no cálculo da intensidade de deformação (P10), que consiste na contagem de bandas de deformação ou outras estruturas por unidade de comprimento (Dershowitz e Herda, 1992), as regiões delimitadas podem ser definidas como: zonas de dano, transicional e protólito (Berg e Skar, 2005). A delimitação dessas zonas é realizada através de uma função que correlaciona a frequência acumulada de estruturas com distância do núcleo da falha, de maneira que zonas distintas expressem características distintas para essa função. Assim, para a zona de dano interna, a relação entre a frequência acumulada de estruturas versus a distância da zona de falha mostra-se linear e de alto coeficiente angular; para a zona de dano externa, apresenta-se de forma não-linear; já a zona transicional expressa um baixo coeficiente angular; enquanto no protólito essa relação se mostra constante (Figura 11) (Berg e Skar, 2005; Araujo *et al.*, 2018; Torabi *et al.*, 2019).

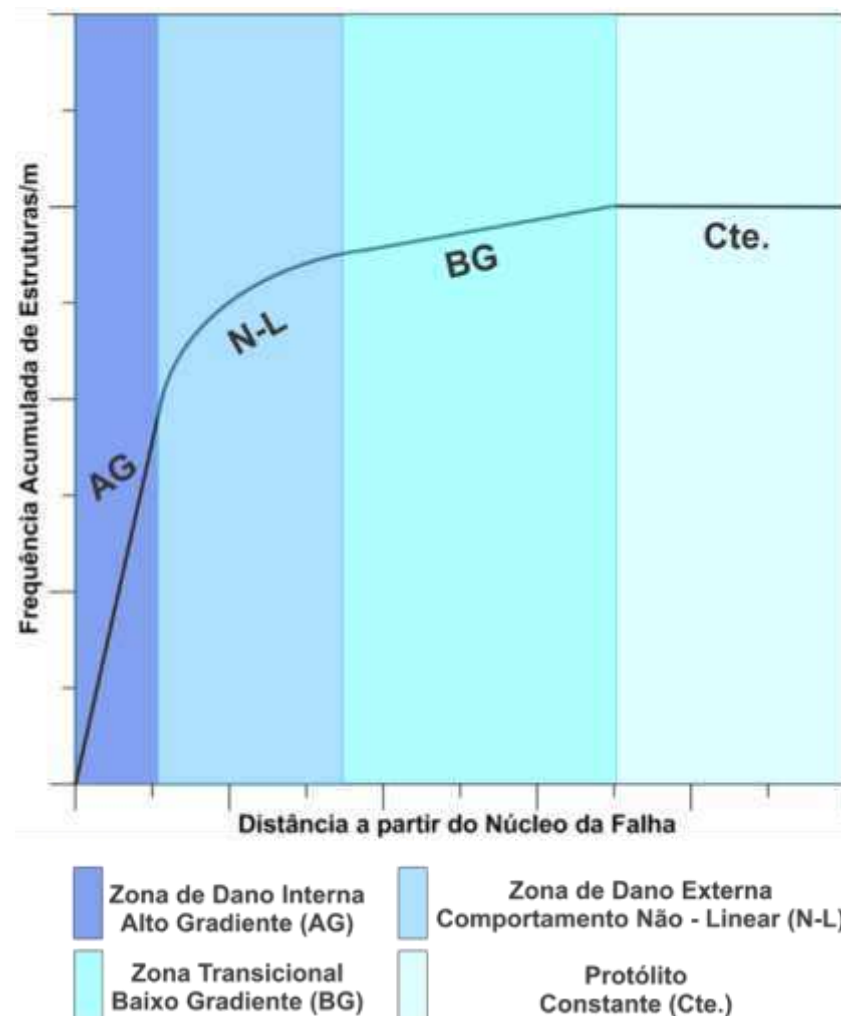


Figura 11: Frequência acumulada de estruturas versus distância a partir do núcleo da falha. Fonte: modificado de Berg e Skar (2005)

### **5.3.Perfis de Gamaespectrometria**

Nesta etapa foram estabelecidos cinco pontos do afloramento (Figura 10B) dois na face lateral e três na face frontal, os quais corresponderiam a ‘pseudo poços’. Neles foram adquiridas as medidas de raios-gama. Os perfis mantiveram a direção vertical, sempre tendo o início de cada perfil, correspondendo às regiões mais próximas ao solo; as medidas realizadas tiveram um espaçamento padrão de 0,25 cm (Figura 10C) e seus comprimentos finais variando de 5,25 m a 5,75 m.

Para a realização destas medidas foi utilizado o gamaespectrômetro portátil RS-230 (*Radiation Solution, Inc.*) (Figura 12), pertencente ao Laboratório de Análises Estratigráfica (LAE) do Departamento de Geologia (DG) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Esse aparelho possui um cristal de detecção composto por óxido de germanato de bismuto (BGO), o qual possui uma sensibilidade cerca de três vezes maior que a sensibilidade do cristal de iodeto de sódio, presente na maioria dos gamaespectrômetros.



Figura 12: (A) Gamaespectômetro portátil RS-230 utilizado na aquisição dos perfis de Raios-gama; (B) Aquisição das medidas de Raios Gama.

Para a obtenção das medidas, o aparelho era apontado para a rocha e permanecia em contato com ela por um período de 120 segundos, durante o qual ele registrava a quantidade de radiação gama por segundo e a convertia em unidades de concentração dos elementos, em função da faixa de energia. Após este período, a média de cada concentração e da contagem total era armazenada na memória interna do aparelho. Com as medidas obtidas, foram elaborados perfis verticais de cada parâmetro (contagem total – CT, potássio - K, urânio - U, e Tório - Th) em cada perfil do afloramento. Os dados foram organizados e exportados para o software Petrel®, onde foram representados de forma similar aos logs de poços, onde picos de maior ou menor radioatividade representam o nível de argilosos ou arenosos, respectivamente.

#### **5.4. Análise petrofísica *in situ***

A análise de permeabilidade *in situ* foram obtidas pontualmente, ao longo de cinco perfis dos ‘pseudo poços’, com o espaçamento padrão de 0,25 cm.

Os dados foram organizados em planilhas no *software* Microsoft Office Excel®, em seguida tabulados e posteriormente importados no software PETREL®, em escala logarítmica, onde foram geradas curvas semelhantes às de logs de poços, nas quais os picos maiores corresponderiam a zonas de alta permeabilidade e de picos menores, de baixa permeabilidade.

Para a aquisição dos valores de permeabilidade utilizou-se o mini permeâmetro a ar *TinyPerm 3* da empresa *New England Research* (Figura 13), o qual apresenta em sua extremidade uma peça cilíndrica de material compressível e impermeável que possui um orifício pelo qual o ar injetado irá fluir. Essa peça também funciona como um selo, impedindo que o ar injetado através dela escape. Para tanto, a superfície alvo das medidas deve-se apresentar devidamente polida, a fim de que não haja irregularidades na mesma e o selo funcione efetivamente.



. Figura 13: Aquisição de permeabilidade utilizando o permeâmetro TinyPerm 3.

Ao injetar o ar na formação, parâmetros como taxa de fluxo do gás e pressão do gás são monitorados em um smartphone e a partir destes, pode-se obter os valores de permeabilidade por meio de relações empíricas ou se utilizando de uma equação analítica, a exemplo da lei de Darcy modificada (Equação 1), podendo-se incluir um fator geométrico dependendo do tamanho do selo, proposta por (Goggin *et al.*, 1988A, B).

$$k = \frac{2\mu P_1 Q_1}{((P_1^2 - P_2^2) G_0^2)} \quad (1)$$



## 5.5. Interpretação sísmica

O conjunto de dados de sísmica de reflexão e poços exploratórios utilizados nessa pesquisa foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e incluem cinco poços, três volumes sísmicos 3-D e oito seções sísmicas 2-D, previamente empilhados e migrados no tempo. Contudo, apenas um volume sísmico, mais especificamente 25 seções *inlines* do volume sísmico situado mais ao norte, foram selecionadas para a interpretação. Estes dados são exibidos com polaridade reversa (convenção SEG), de modo que um refletor vermelho nas seções sísmicas corresponde a uma polaridade positiva, enquanto um refletor azul nas seções sísmicas corresponde a uma polaridade negativa. As seções foram analisadas com o objetivo de identificar os principais horizontes estratigráficos (topo do embasamento Pré-cambriano e o topo do Devoniano) e os principais segmentos da Falha Portalegre que exercem algum impacto na região de estudo. Para se obter as profundidades em metros, foi realizada a conversão de tempo em profundidade, utilizando um modelo de velocidade. Esses dados foram fornecidos pela Agência Brasileira do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

## 5.6. Modelagem geológica

Nesta etapa, foram desenvolvidos três modelos geológicos da região de estudo apresentando tamanhos distintos (Figura 14), utilizando os dados de topografia do terreno obtidas através de imagens *Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM)* para cada um deles, com o objetivo de representar as propriedades analisadas nas diferentes escalas de observação.

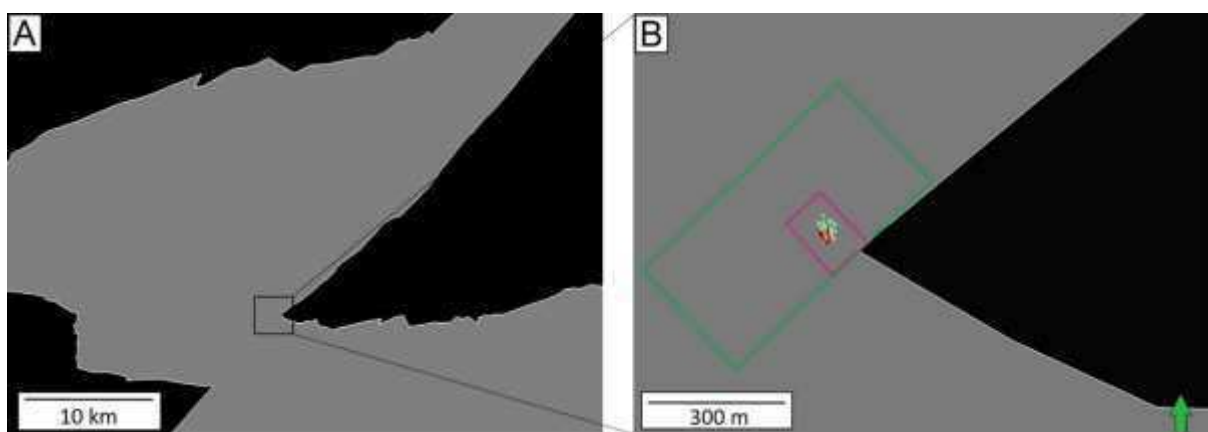


Figura 14: (A) Contorno da Bacia Rio do Peixe com a demarcação da figura 14B (B) Contorno das regiões correspondentes ao modelos desenvolvidos. Modelo de reservatório na coloração verde, macromodelo coloração rosa e mesomodelo na coloração vermelha.

Para o modelo mesomodelo, demarcado na coloração vermelha, foram atribuídas as dimensões de 30x12x6 metros, para o macromodelo, delimitado na coloração rosa, atribuíu-se as dimensões de 150x100x17 metros, já para modelo de reservatório utilizou-se 600x300x30 metros. Cada um dos modelos está contido em um outro maior e representam células de um reservatório, as quais geralmente apresentam dimensões de 25x25x2. Esses modelos foram construídos com o auxílio do *software* Petrel ® e seguiram as etapas representadas na Figura 15.

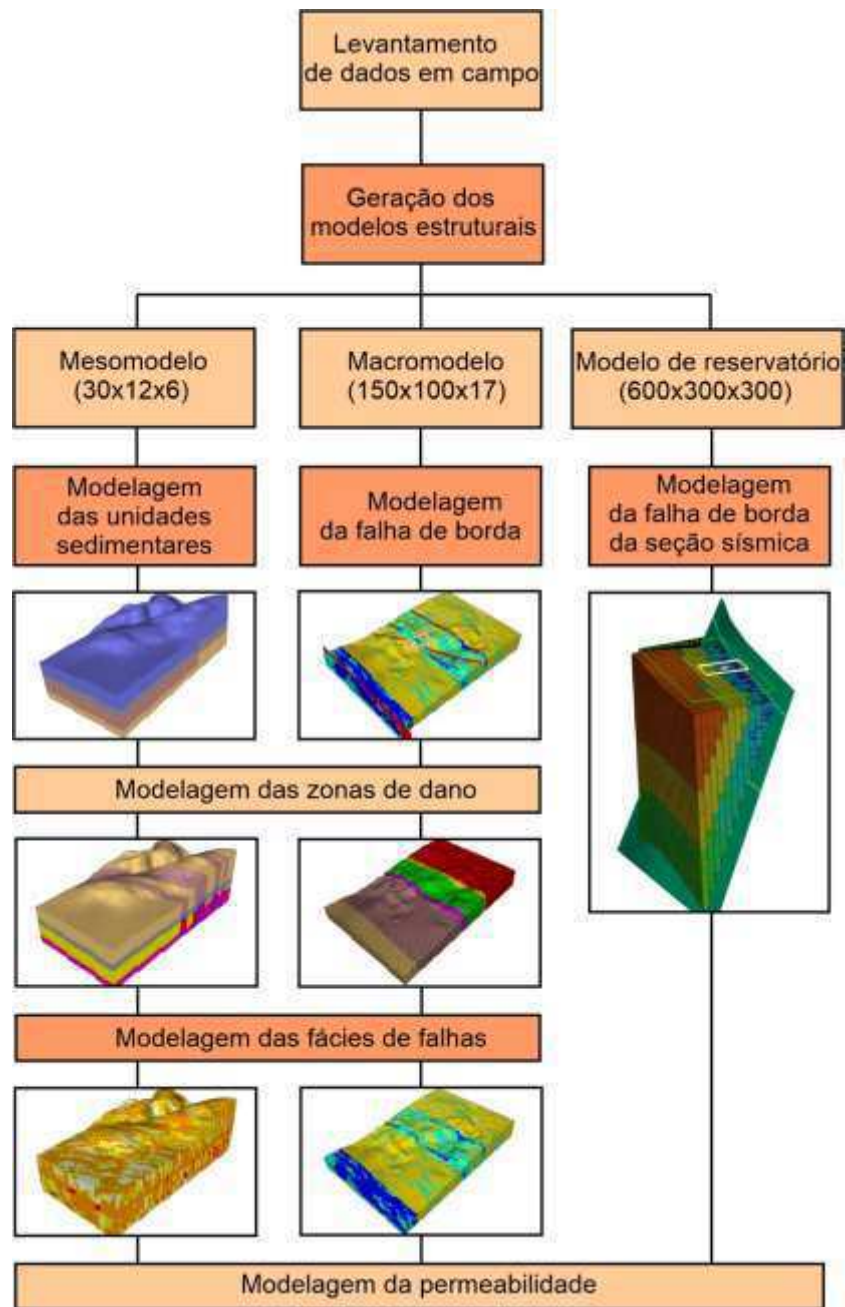


Figura 15: Fluxograma das etapas realizadas na modelagem do afloramento.

No mesomodelo foram representadas as quatro unidades sedimentares observadas em campo, respeitando o rejeito da exposição 3D. Em seguida foram delimitadas as zonas de dano internas e externas, com base no gráfico de frequência acumulada de BD *versus* a distância, obtido a partir dos dados da *scanline* realizada no pavimento superior da exposição 3D, onde utilizou-se a falha antitética presente na exposição como parâmetro para a geração dos gráficos. As zonas de dano foram identificadas a partir da metodologia proposta por Berg e Skar (2005) em que nas regiões que as regiões do gráfico que apresentam curvas alto gradiente linear representam as zonas de dano internas e as curvas com gradiente mais baixo que a anterior ou comportamento não-linear, representam as zonas de dano externas.

Para a modelagem das fácies de falhas empregou-se o conceito proposto por Qu e Tveranger (2005), em que as fácies de falhas são definidas informalmente como um corpo de rocha com características derivando das propriedades presentes na tectônica deformação. Como o termo "fácies" não está ligado a qualquer escala ou característica específica, permite um alto grau de flexibilidade ao construir modelos com vários níveis de detalhe e a quantidade de dados de entrada. A principal vantagem do conceito de fácies de falhas é que elas por si só expressam características deformacionais de uma extensão volumétrica. Os mesmos autores classificam as fácies de falhas em *Unstrained* (U= 0 BD/m) a qual se caracteriza pela ausência de deformação, *Low* (L: 1-6 BD/m), como sendo uma fácies de baixa intensidade de deformação, *Medium* (M: 6-20 BD/m), com deformação moderada e *High* (H: >20 BD/m), com alta intensidade de deformação (Figura 16). A distribuição dessas fácies foi realizada em células de 25 cm, afim de se obter maior detalhe da região estudada, e teve como condicionantes a falha antitética da exposição 3D, a variação da quantidade de BD em cada unidade sedimentar e a orientação preferencial dessas estruturas.



Figura 16: Classificação das fácies de falhas. U= Unstrained/ Sem deformação; L= Low/ Baixa deformação; M: Medium/ Média deformação; H= High/ Alta deformação.

A construção dos modelos de permeabilidade foi condicionada a partir de parâmetros como: distância da falha, unidades sedimentares, zonas de dano e fácies de falhas. Para isso,

seguiu-se os passos mostrados no fluxograma (Figura 17). Primeiramente, os dados da análise petrofísica *in situ* foram importados na forma de pontos com atributos. Após isso, realizou-se a modelagem dessa propriedade tanto com o *upscaling* quanto com os ranges (sem *upscaling*). Para isto, empregou-se o método de interpolação *Sequential Gaussian Simulation* (SGS), o qual utilizou como dados de entrada seus valores mínimo, máximo, média aritmética e desvio padrão da média.

Para a geração dos modelos de permeabilidade direcional ( $K_x$  e  $K_y$ ), gerou-se um modelo  $K_{db}$  em que consistiu apenas nos dados de permeabilidades obtidos nas BD e  $K_{ldb}$ , que são os dados medidos nas regiões entre BD. Assim, foram determinados intervalos de valores para cada uma das unidades do modelo menor. Já no modelo intermediário, como não foi possível obter medidas de permeabilidade ao longo de todo o afloramento, assumiu-se os intervalos da unidade 4. Em seguida, a partir dos dados obtidos das *scanlines*, foram gerados modelos de frequência de banda de deformação, espessura, comprimento da zona deformada e comprimento da zona não deformada, onde foram inseridos os valores médios de cada uma dessas propriedades, aplicando-se para o modelo intermediário a mesma regra assumida anteriormente. E por fim, foram gerados os modelos de permeabilidade direcional (Figura 17).

$$K_x = \frac{L}{\frac{l_{ldb}}{k_{ldb}} + \frac{l_{db}}{k_{db}}} \quad (2)$$

$$K_y = \frac{K_{ldb} \times l_{ldb} + K_{db} \times l_{db}}{L} \quad (3)$$

$L$  = Comprimento total;

$L_{ldb}$  = Comprimento entre as bandas de deformação;

$L_{db}$  = Espessura das bandas de deformação;

$K_{ldb}$  = Permeabilidade entre bandas de deformação;

$K_{db}$  = Permeabilidade das bandas de deformação;

$K_x$  = Permeabilidade equivalente perpendicular;

$K_y$  = Permeabilidade equivalente paralela.

Para o macromodelo foi considerada apenas uma unidade sedimentar, a unidade 4, por ser a mais representativa no afloramento. Realizou-se então, a sua modelagem junto com a falha de borda e outras duas falhas secundárias. Com base na *scanline* maior (Figura 10A), a qual

compreende o afloramento inteiro, foi possível delimitar as zonas de dano, modelá-las, realizar a distribuição das fácies de falhas e a modelagem da permeabilidade, utilizando a mesma metodologia do mesomodelo, entretanto, assumindo a falha de borda e as falhas secundárias como tendência e fazendo a distribuição em células de 1 metro.

Para o modelo de reservatório, modelou-se a falha mapeada nas seções sísmicas e realizou-se a modelagem da permeabilidade utilizando os intervalos de valores obtidos na distribuição do macromodelo e tendo como tendência a falha de escala sísmica e células de 25 metros.

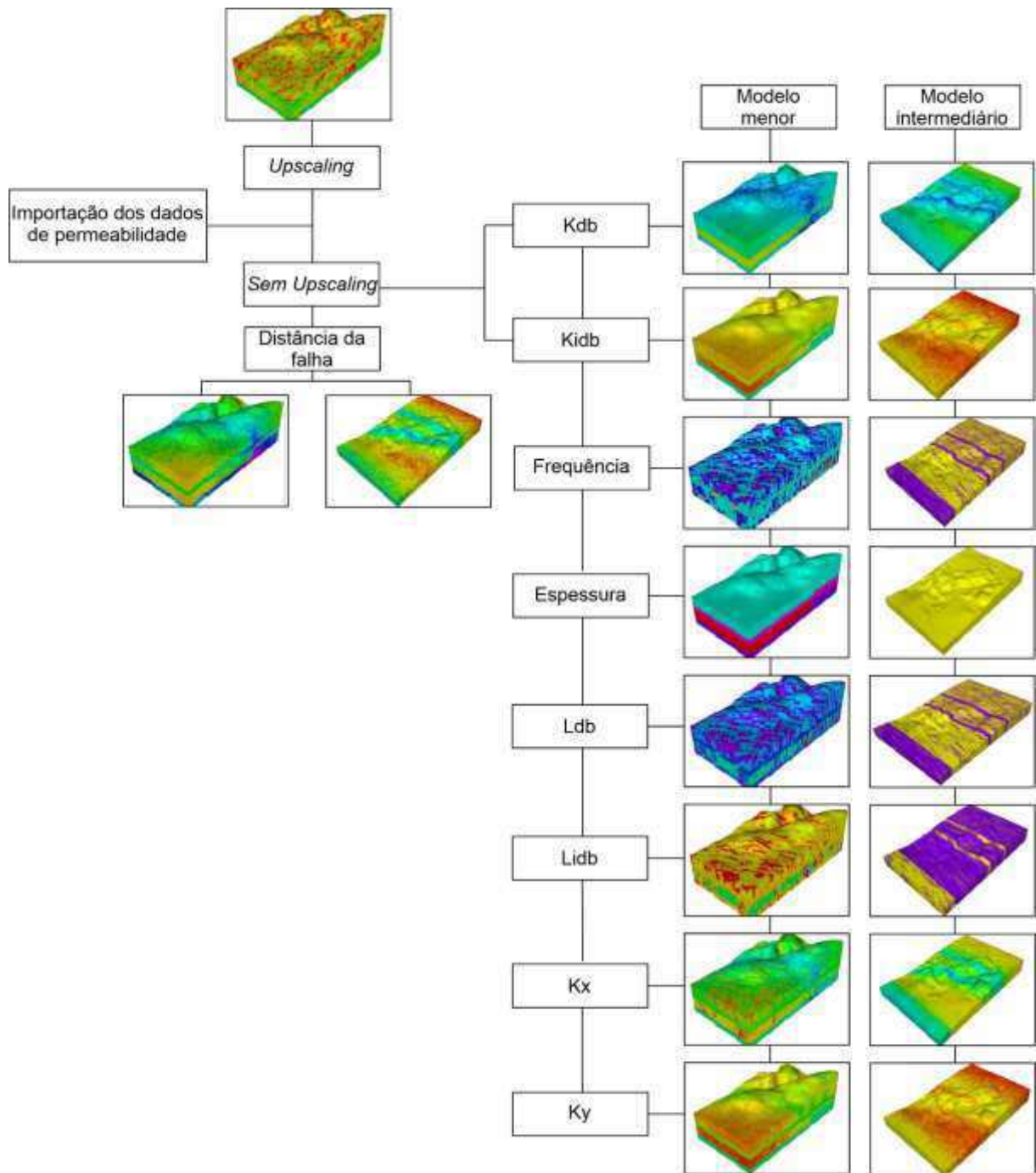


Figura 17: Fluxograma do desenvolvimento dos modelos de permeabilidade das bandas de deformação, entre as bandas de deformação, frequência, espessura, espessura das bandas de deformação, espessura entre as bandas de deformação e as permeabilidades direcionais  $K_x$  e  $K_y$

## 6. Manuscrito: Modelagem multiescalar de uma zona de dano, Nordeste do Brasil

### 6.1. Introdução

Zonas de falha são compostas por três principais elementos arquiteturais: núcleo, zonas de dano e protólito (Figura 2) (Antonellini e Aydin, 1994; Caine *et al.*, 1996). O núcleo da falha geralmente comporta a maior parte da deformação, com ocorrência rochas de falhas, como cataclasitos e brechas, além de superfícies de deslizamento e intenso fraturamento (Braathen *et al.*, 2009; Torabi e Berg, 2011). Adjacentes ao núcleo da falha estão as zonas de dano, que podem ser compostas pelas bandas de deformação (BD), juntas, falhas secundárias e pequenas superfícies de deslizamento (Braathen *et al.*, 2009; Torabi e Berg, 2011; Schueller *et al.*, 2013; Rohmer *et al.*, 2015). A presença dessas estruturas exerce forte influência sob heterogeneidade e anisotropia de reservatórios, afetando diretamente propriedades como a porosidade e permeabilidade (Caine *et al.*, 1996; Fachri *et al.*, 2011). Por fim, a zona de dano transiciona para o protólito, onde pouca pouca ou nenhuma deformação é registrada.

As BD são estruturas rúpteis que ocorrem em rochas de alta porosidade (Aydin, 1978), principalmente nos arenitos porosos. Essas estruturas se apresentam em escala subsísmica, podendo variar desde milímetros ou até vários centímetros de espessura (Aydin, 1978; Antonellini e Aydin, 1995; Shipton e Cowie, 2003). Em seu estágio evolutivo podem se apresentar de forma individual (*singles*), de forma aglomerada (*clusters*) e em seu estágio mais avançado, superfícies de deslizamento (Fossen e Bale, 2007). Sua ocorrência em corpos rochosos gera a trituração e rearranjo dos grãos, fazendo com que eles ocupem os espaços porosos da rocha e as tornem mais coesas (Fossen *et al.* 2007; Pontes *et al.* 2019).

Devido à grande ocorrência das BD em zonas de dano e seu impacto nas propriedades dos reservatórios, nos últimos anos, várias pesquisas vem sendo desenvolvidas com foco na modelagem de zonas de dano e fácies de falhas, principalmente em regiões com BD. No entanto, pouco se sabe como a anisotropia gerada por essas estruturas afetam a distribuição da permeabilidade ao longo de uma zona de dano e como elas se comportam quando observadas em diferentes escalas de observação. Isto torna importante seu mapeamento, a identificação de suas características, para que possam ser incorporadas a modelos geológicos 3D de afloramentos (Qu e Tveranger, 2016; Zuluaga *et al.*, 2016) e sejam replicados em uma escala maior, como a de reservatório (Flodin *et al.*, 2001).

Em virtude da sua incompatibilidade com o método sísmico, que é um dos métodos mais utilizados pela indústria na identificação de falhas e outras estruturas em reservatórios, torna-se inviável a tentativa de seu mapeamento através dele. No entanto, mesmo com a impossibilidade disso, faz-se necessário o mapeamento dessas estruturas em meso e macro escala, visto que podem existir falhas locais que quando localizadas em reservatórios podem atuar como barreiras, impedindo o fluxo de fluidos. Além disso, é importante a análise da anisotropia dessas estruturas e seu impacto local nas propriedades, para que a partir dessa quantificação, sejam incorporadas a modelos geológicos 3D de afloramentos (Qu e Tveranger, 2016; Zuluaga *et al.*, 2016) e sejam replicados de forma equivalente em uma escala maior, como a de reservatório (Flodin *et al.*, 2001).

Assim, o objetivo deste trabalho é entender de forma multiescalar a heterogeneidade das zonas de falhas e suas propriedades, e a partir disto desenvolver uma modelagem multiescalar baseada na integração de dados sísmicos e de afloramentos. Para isso, foram utilizadas três áreas de tamanho diferentes de um afloramento localizado na Bacia Rio do Peixe, que consiste em um análogo de reservatório petrolífero e constitui um alvo importante de estudos, devido a diversidade de estruturas tectônicas, como as falhas fraturas, bandas de deformação, e por possuir exposições 3D que permitem um estudo local mais abrangente e a construção de modelos geológicos para simulação de fluxo.

## **6.2. Contexto Geológico**

Segundo Françolin e Szatmari (1987), a Bacia Rio do Peixe (BRP) é uma bacia intra continental do tipo rifte formada por semi-grabens controlados por reativações rúpteis de estruturas preexistentes durante o Cretáceo Inferior, inserida no contexto das bacias interiores do Nordeste (Figura 17) (Matos, 1992). A formação dessas bacias está relacionada com o rifteamento do Pangea no cretáceo inferior, ao qual moldou a atual margem continental brasileira. (Françolin e Szatmari, 1994; Srivastava e Carvalho, 2004; Carvalho *et al.*, 2013).



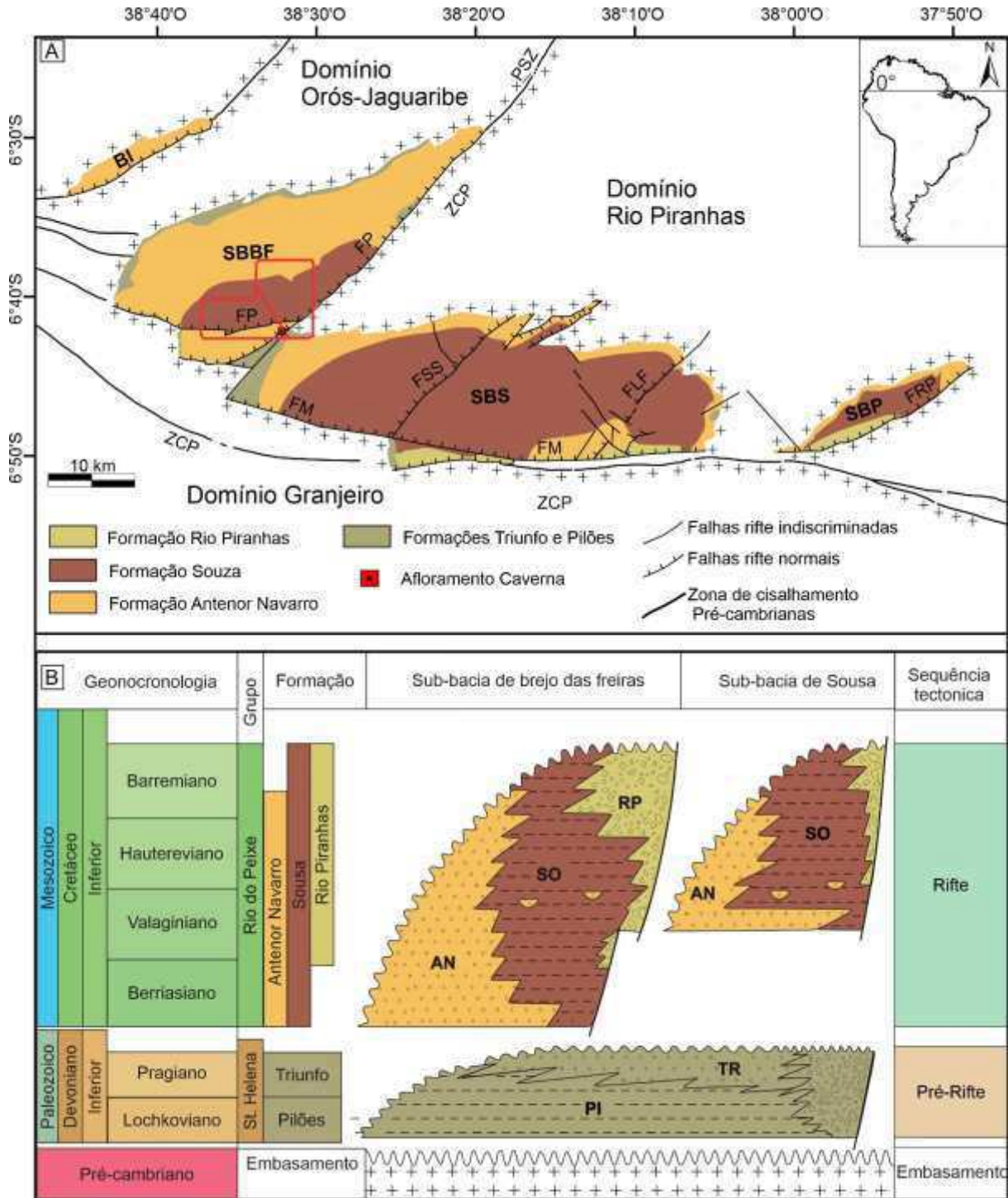


Figura 18: (A) Mapa geológico da BRP com a localização do afloramento alvo de estudos, zonas de cisalhamento, falhas principais, suas formações, a localização do cubo sísmico 3D representada pelo polígono vermelho e da seção 198, exibida na figura 24, demarcada com a linha vermelha (B) Carta estratigráfica destacando a geocronologia das formações, os grupos e a sequência tectônica. BI: Bacia de Icozinho; BBF: Sub-bacia de Brejo das Freiras; SBS: Sub-bacia de Sousa; SBP: Sub-bacia de Pombal; ZCP: Zona de cisalhamento Patos; ZCP: Zona de cisalhamento Portalegre; FM: Falha Malta; FP: Falha Portalegre; FRP: Falha Rio Piranhas; FSS: Falha Sítio Sagui; FLF: Falha Lagoa do forno. Fonte: Modificado de França et al.(1994); Rapozo et al.(2021); Vasconcelos et al. (2021).

Conforme Françaolin *et al.* (1994) os esforços gerados durante a abertura da bacia ocasionaram a reativação de falhas normais por movimentos transcorrentes dextrais tanto transtensional, no extremo NE, quanto transpressional no extremo SW, gerando assim os semi-grábens que são fortemente controlados pelas falhas Malta, a sul da bacia (E-W) afetando a Sub-Bacia Sousa; Falha Portalegre (NE- SW), que é responsável pela formação da Sub-Bacia Brejo das Freiras, e pela falha Rio Piranhas (NE-SW), que exerce efeito sob a Sub-Bacia Pombal. Posteriormente Nogueira *et al.* (2015) reinterpretou os dois campos de paleotensão previamente descritos como fase rifte. Um primeiro campo de paleotensão, com o eixo de máxima compressão vertical, resultou na abertura da BRP com direção NW-SW. Um segundo campo de paleotensão, com o eixo de máxima compressão horizontal de direção aproximadamente E-W, resultou na inversão tectônica de intensidade leve a moderada das principais falhas da fase rifte durante a fase pós-rifte. Vasconcelos *et al.* (2021) sugere que a inversão está associada aos *stresses* oriundos dos esforços compressivos combinados da Orogenia Andina e da Dorsal Oceânica do atlântico Sul, sugerindo uma idade para o início desse evento em aproximadamente 80 Ma, que se estende até o presente.

Esses semi-grábens tiveram seu preenchimento sedimentar datados de idade neocomiana (Françaolin e Szatmari, 1987), sendo preenchidos pelo denominado Grupo Rio do Peixe, o qual é composto por três formações principais, que foram estratigraficamente divididas por Françaolin *et al.* (1994) da base para o topo, nas formações Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas.

A Formação Antenor Navarro é composta de conglomerados e arenitos grossos arcossianos, bem como arenitos de granulometria média e intercalações com siltitos e argilitos, e principalmente arenitos conglomeráticos com estratificações cruzadas tabulares e acanaladas. A Formação Sousa é caracterizada pela presença de folhelhos e siltitos intercalados a arenitos que exibem desde marcas onduladas, laminações plano-paralelas e cruzadas até gretas de contração, calcretes, além de intercalações de níveis carbonáticos e presença de fósseis. A Formação Rio Piranhas é composta por arenitos finos a grossos com estratificações cruzadas, intercalados com pelitos, também estão presentes nessa formação, os arenitos grossos e conglomerados desorganizados e matriz-suportados (Braun, 1969; Sénant e Popoff, 1989; Carvalho *et al.*, 2013).

Alguns autores como Carvalho *et al.* (2013) e Silva *et al.* (2014) registram a idade sedimentar mais antiga da bacia como sendo devoniana. Foi subdividida em duas formações principais: Triunfo e Pilões, ambas pertencentes ao Grupo Santa Helena. Litologicamente, a Formação Pilões é composta predominantemente por pelitos escuros, com analcima e clorita, e arenitos arcoseanos, associados com brechas, conglomerados e vulcanoclásticas na sua porção basal. Na Formação Triunfo predominam arenitos cinza-esbranquiçados, arcoseanos, em parte conglomerático, caulínicos, com estratificações cruzadas, em parte com intercalações de conglomerados e raros pelitos e arenitos finos a muito finos.

Diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos na BRP, os quais evidenciam a presença das bandas de deformação, sua caracterização estrutural, formação, distribuição, processos diagenéticos, propriedades geomecânicas e petrofísica (Araújo *et al.*, 2018; Maciel *et al.*, 2018; Nicchio *et al.*, 2018; Pontes *et al.*, 2019; Nogueira *et al.*, 2021).

O afloramento utilizado neste estudo está localizado a uma das principais falhas de borda da BRP, a Falha Portalegre, em uma zona de dano intensamente deformada por bandas de deformação, composto litologicamente pela formação Antenor Navarro e apresentando quatro unidades sedimentares (Oliveira, 2019).

### **6.3. Métodos**

Este trabalho consistiu em duas principais fases, sendo a primeira composta da aquisição de dados em campo do afloramento objeto de estudos, e a segunda fase como sendo a etapa laboratorial, onde ocorreram tanto processamento dos dados como as modelagens geológicas.

#### **6.3.1. Interpretação sísmica:**

O conjunto de dados de sísmica de reflexão e poços exploratórios utilizados nessa pesquisa foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e incluem cinco poços, três volumes sísmicos 3-D e oito seções sísmicas 2-D, previamente empilhados e migrados no tempo. Contudo, apenas um volume sísmico situado mais ao norte foi utilizado, onde foram selecionadas 25 seções *inlines*, com o espaçamento de 20 metros entre elas para a interpretação. Estes dados são exibidos com polaridade reversa (convenção SEG), de modo que um refletor vermelho nas seções sísmicas corresponde a uma polaridade positiva, enquanto um refletor azul nas seções sísmicas corresponde a uma polaridade negativa. As seções foram analisadas com o objetivo de identificar os principais horizontes estratigráficos (topo do embasamento Pré-cambriano e o topo do Devoniano) e os

principais segmentos da Falha Portalegre que exercem algum impacto na região de estudo. Para se obter as profundidades em metros, foi realizada a conversão de tempo em profundidade, utilizando um modelo de velocidade. Esses dados foram fornecidos pela Agência Brasileira do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

### **6.3.2. Caracterização da zona de falha**

Esta etapa consistiu inicialmente com a aquisição das imagens de alta resolução com o auxílio de um Veículo Aéreo Não-tripulável (VANT) (Figura 19), onde posteriormente as imagens adquiridas foram levadas a campo e as estruturas geológicas visíveis nas imagens foram mapeada, separando-as por *sets* de BD. Essas interpretações foram digitalizadas no software ArcMap 10.2 e subsequentemente importadas no *software* Petrel®.



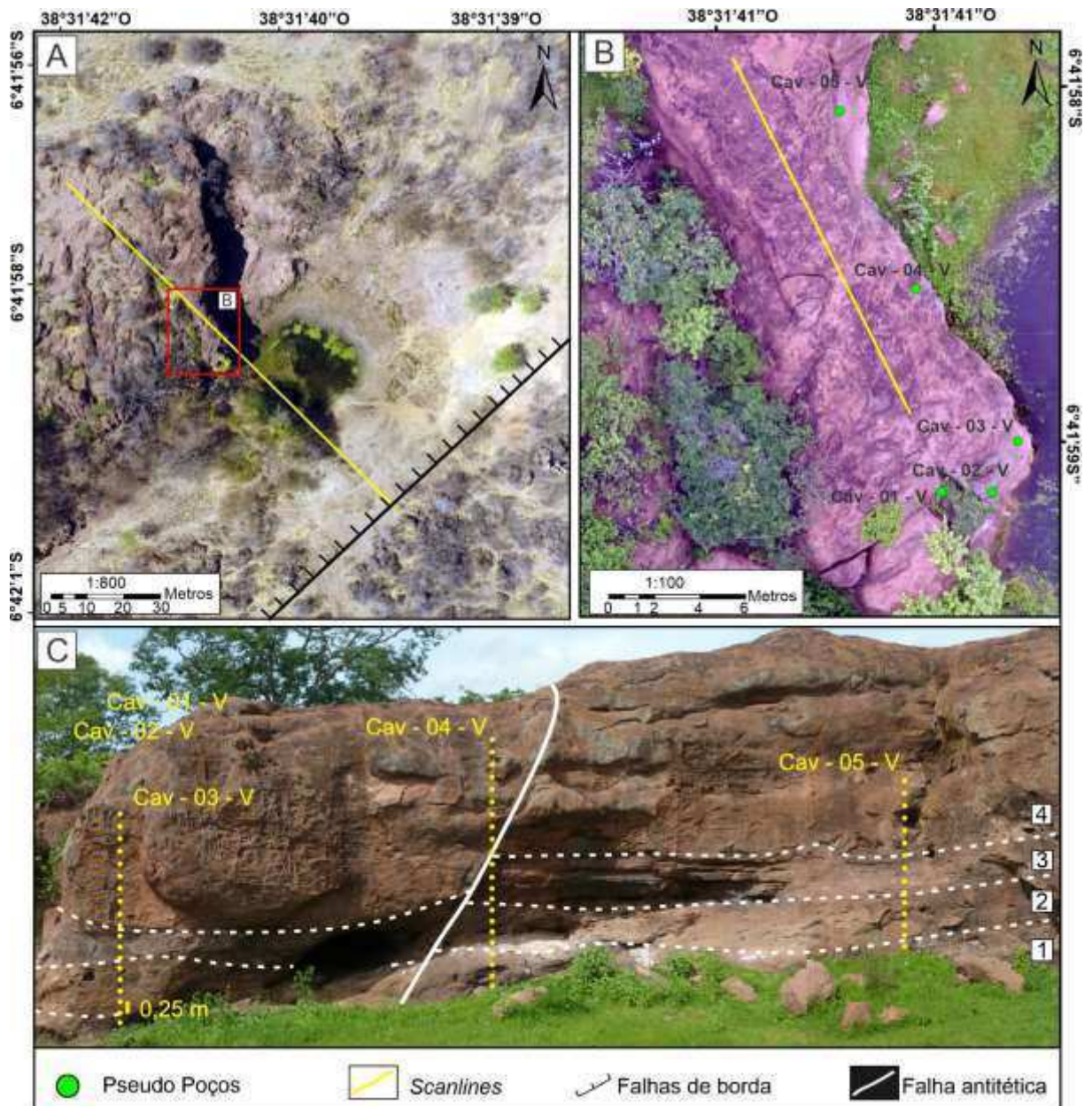


Figura 19: (A) Imagem de drone do afloramento Caverna, demarcando a falha de borda e a localização do scanline maior (SL2). (B) Localização dos cinco pseudo poços onde foram realizados os perfis de raios gama e de permeabilidade e do scanline local da unidade 4. (C) Vista frontal da exposição 3D do afloramento caverna, com a demarcação das unidades existentes, dos pseudo poços e dos scanlines.

Nesta etapa foram estabelecidos cinco pontos do afloramento (Figura 19B) dois na face lateral e três na face frontal, os quais correspondem a ‘pseudo poços’. Neles foram adquiridas as medidas de raios-gama. Os perfis mantiveram a direção vertical, sempre tendo o início de cada perfil, correspondendo às regiões mais próximas ao solo; as medidas realizadas tiveram um espaçamento padrão de 0,25 cm (Figura 19C) e seus comprimentos finais variando de 5,25 m a 5,75 m. A realização destas medidas foi utilizado o gamaespectrômetro portátil RS-230

(*Radiation Solution, Inc*). Com as medidas obtidas, foram elaborados perfis verticais de cada parâmetro (contagem total – CT, potássio - K, urânio - U, e Tório - Th) em cada perfil do afloramento. Os dados foram organizados e exportados para o software Petrel®, onde foram representados de forma similar aos logs de poços, onde picos de maior ou menor radioatividade representam o nível de argilosos ou arenosos, respectivamente

Além disso, foram feitos levantamentos utilizando a técnica de *scanlines*. A qual consiste em uma linha de varredura que intercepta perpendicularmente as estruturas, neste caso, as bandas de deformação, e são medidos parâmetros como espessura, espaçamento entre bandas e orientação (Ortega *et al.*, 2006). Ao todo foram feitos oito perfis, sendo três destes na parede frontal do afloramento, três na parede lateral, um no pavimento superior e um que parte da falha de borda cruzando o afloramento até o fim, sempre mantendo a direção perpendicular à zona de falha, este último corresponde reprocessamento do SL2 publicado por Araújo *et al.*, (2018). (Figura 2A). Estes perfis foram realizados com o objetivo de identificar a intensidade de deformação nas diferentes unidades sedimentares e delimitar os diferentes elementos arquiteturais na zona de falha, com base na metodologia proposta na literatura (Berg e Skar, 2005; Schueller *et al.* 2013; Torabi *et al.*, 2019).

### **6.3.3 Caracterização petrofísica**

A análise de permeabilidade *in situ* consistiu na aquisição pontual, ao longo de dois perfis verticais (CAV- 01- V e CAV- 05- V) (Figura 18C), com o objetivo de se obter os valores de permeabilidade nas diferentes unidades. Realizou-se cerca de 22 pontos de medidas por perfis com o espaçamento padrão de 0,25 cm, a partir das quais foram geradas curvas semelhantes às de *logs* de poços e separadas as medidas que foram obtidas nas bandas de deformação e entre as bandas de deformação.

### **6.4. Modelagem geológica**

Nesta etapa, foram desenvolvidos três modelos geológicos da região de estudo apresentando tamanhos distintos (Figura 20), utilizando os dados de topografia do terreno obtidas através de imagens *Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM)* para cada um deles, com o objetivo de representar as propriedades analisadas nas diferentes escalas de observação.

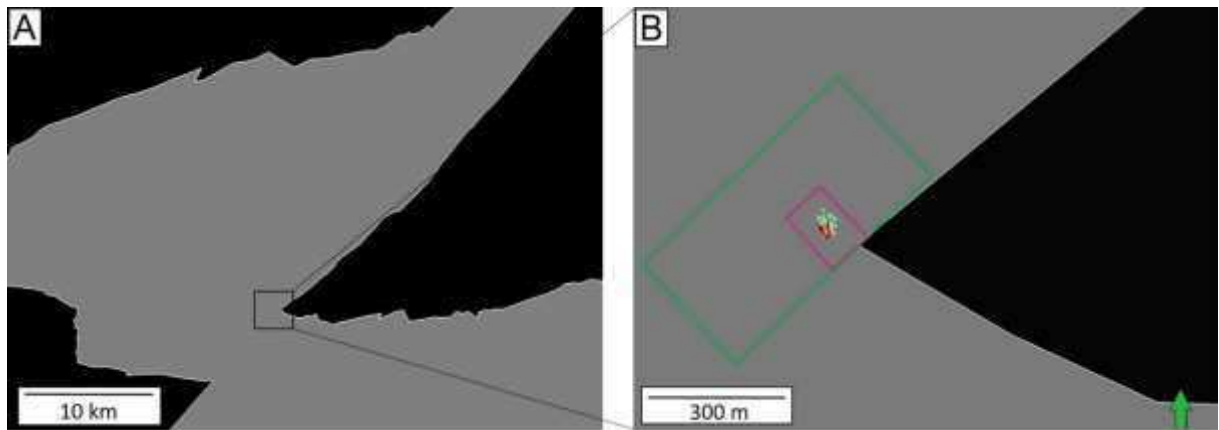


Figura 20: (A) Contorno da Bacia Rio do Peixe com a demarcação da figura 19B (B) Contorno das regiões correspondentes ao modelos desenvolvidos. Modelo de reservatório na coloração verde, macromodelo coloração rosa e mesomodelo na coloração vermelha.

Para o modelo mesomodelo, demarcado na coloração vermelha, foram atribuídas as dimensões de 30x12x6 metros, para o macromodelo, delimitado na coloração rosa, atribuíu-se as dimensões de 150x100x17 metros, já para modelo de reservatório utilizou-se 600x300x30 metros. Cada um dos modelos está contido em um outro maior e representam células de um reservatório, as quais geralmente apresentam dimensões de 25x25x2. Esses modelos foram construídos com o auxílio do *software* Petrel ® e seguiram as etapas representadas na Figura 21.

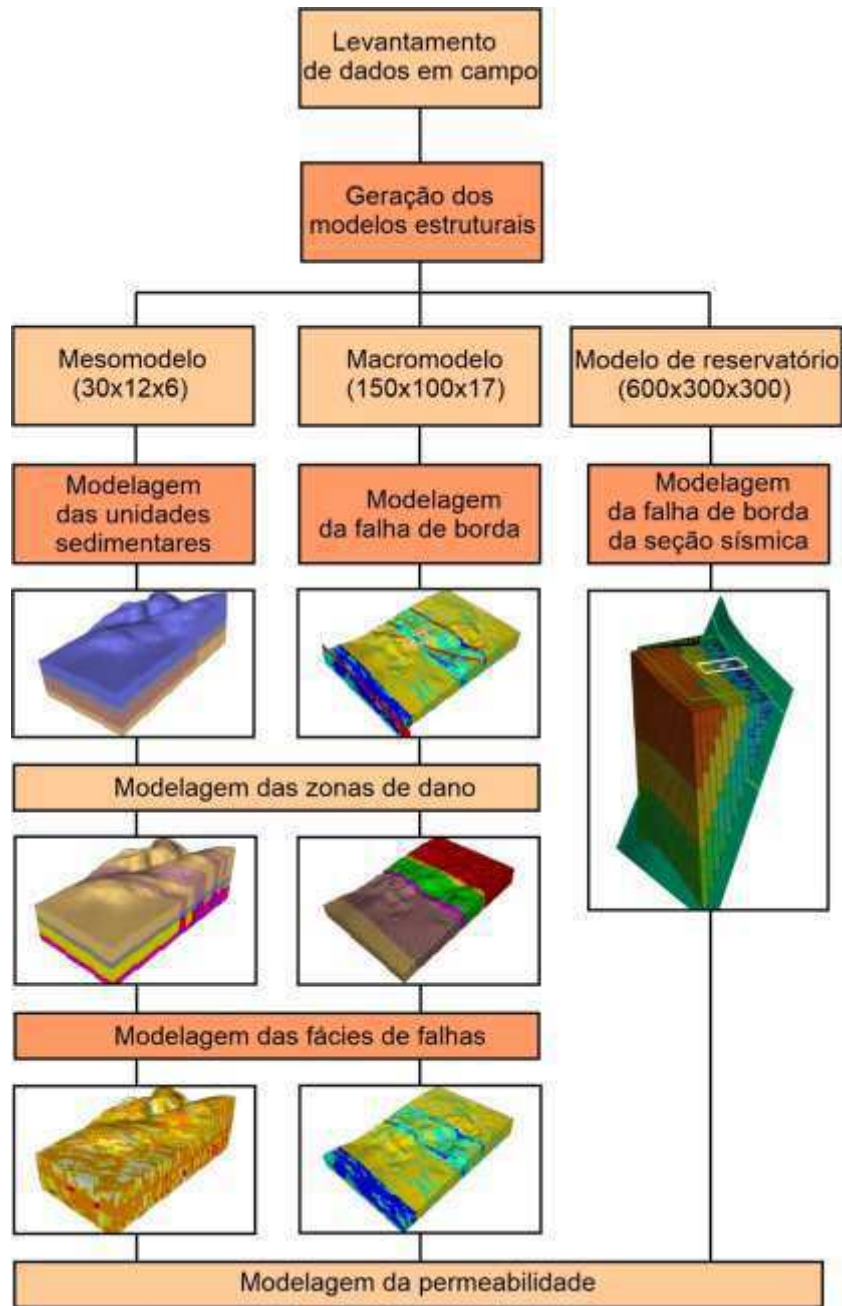


Figura 21: Fluxograma das etapas realizadas na modelagem do afloramento.

No mesomodelo foram representadas as quatro unidades sedimentares observadas em campo, respeitando o rejeito da exposição 3D. Em seguida foram delimitadas as zonas de dano internas e externas, com base no gráfico de frequência acumulada de BD *versus* a distância, obtido a partir dos dados da *scanline* realizada no pavimento superior da exposição 3D, onde utilizou-se a falha antitética presente na exposição como parâmetro para a geração dos gráficos. As zonas de dano foram identificadas a partir da metodologia proposta por Berg e Skar (2005) em que nas regiões que as regiões do gráfico que apresentam curvas alto gradiente linear



representam as zonas de dano internas e as curvas com gradiente mais baixo que a anterior ou comportamento não-linear, representam as zonas de dano externas.

Para a modelagem das fácies de falhas empregou-se o conceito proposto por Qu e Tveranger (2005), em que as fácies de falhas são definidas informalmente como um corpo de rocha com características derivando das propriedades presentes na tectônica deformação. Como o termo "fácies" não está ligado a qualquer escala ou característica específica, permite um alto grau de flexibilidade ao construir modelos com vários níveis de detalhe e a quantidade de dados de entrada. A principal vantagem do conceito de fácies de falhas é que elas por si só expressam características deformacionais de uma extensão volumétrica. Os mesmos autores classificam as fácies de falhas em *Unstrained* (U= 0 BD/m) a qual se caracteriza pela ausência de deformação, *Low* (L: 1-6 BD/m), como sendo uma fácies de baixa intensidade de deformação, *Medium* (M: 6-20 BD/m), com deformação moderada e *High* (H: >20 BD/m), com alta intensidade de deformação (Figura 22). A distribuição dessas fácies foi realizada em células de 25 cm, afim de se obter maior detalhe da região estudada, e teve como condicionantes a falha antitética da exposição 3D, a variação da quantidade de BD em cada unidade sedimentar e a orientação preferencial dessas estruturas.



Figura 22: Classificação das fácies de falhas. U= Unstrained/ Sem deformação; L= Low/ Baixa deformação; M: Medium/ Média deformação; H= High/ Alta deformação.

A construção dos modelos de permeabilidade foi condicionada a partir de parâmetros como: distância da falha, unidades sedimentares, zonas de dano e fácies de falhas. Para isso, seguiu-se os passos mostrados no fluxograma (Figura 23). Primeiramente, os dados da análise petrofísica *in situ* foram importados na forma de pontos com atributos. Após isso, realizou-se a modelagem dessa propriedade tanto com o *upscaling* quanto com os ranges (sem *upscaling*). Para isto, empregou-se o método de interpolação *Sequential Gaussian Simulation* (SGS), o qual utilizou como dados de entrada seus valores mínimo, máximo, média aritmética e desvio padrão da média.

Para a geração dos modelos de permeabilidade direcional  $K_x$  (Eq. 4) e  $K_y$  (Eq. 5), gerou-se um modelo  $K_{db}$  em que consistiu apenas nos dados de permeabilidades obtidos nas BD e  $K_{idb}$ , que são os dados medidos nas regiões entre BD. Assim, foram determinados intervalos de valores para cada uma das unidades do modelo menor. Já no modelo intermediário, como não foi possível obter medidas de permeabilidade ao longo de todo o afloramento, assumiu-se os intervalos da unidade 4. Em seguida, a partir dos dados obtidos das *scanlines*, foram gerados modelos de frequência de banda de deformação, espessura, comprimento da zona deformada e comprimento da zona não deformada, onde foram inseridos os valores médios de cada uma dessas propriedades, aplicando-se para o modelo intermediário a mesma regra assumida anteriormente. E por fim, foram gerados os modelos de permeabilidade direcional (Figura 23)

$$K_x = \frac{L}{\frac{l_{idb}}{k_{idb}} + \frac{l_{db}}{k_{db}}} \quad (4)$$

$$K_y = \frac{K_{idb} \times l_{idb} + K_{db} \times l_{db}}{L} \quad (5)$$

$L$  = Comprimento total;

$L_{idb}$  = Comprimento entre as bandas de deformação;

$L_{db}$  = Espessura das bandas de deformação;

$K_{idb}$  = Permeabilidade entre bandas de deformação;

$K_{db}$  = Permeabilidade das bandas de deformação;

$K_x$  = Permeabilidade equivalente perpendicular;

$K_y$  = Permeabilidade equivalente paralela.

Para o macromodelo foi considerada apenas uma unidade sedimentar, a unidade 4, por ser a mais representativa no afloramento. Realizou-se então, a sua modelagem junto com a falha de borda e outras duas falhas secundárias. Com base na *scanline* maior (Figura 19A), a qual compreende o afloramento inteiro, foi possível delimitar as zonas de dano, modelá-las, realizar a distribuição das fácies de falhas e a modelagem da permeabilidade, utilizando a mesma metodologia do mesomodelo, entretanto, assumindo a falha de borda e as falhas secundárias como tendência e fazendo a distribuição em células de 1 metro.

Para o modelo de reservatório, modelou-se a falha mapeada nas seções sísmicas e realizou-se a modelagem da permeabilidade utilizando os intervalos de valores obtidos na

distribuição do macromodelo e tendo como tendência a falha de escala sísmica e células de 25 metros.

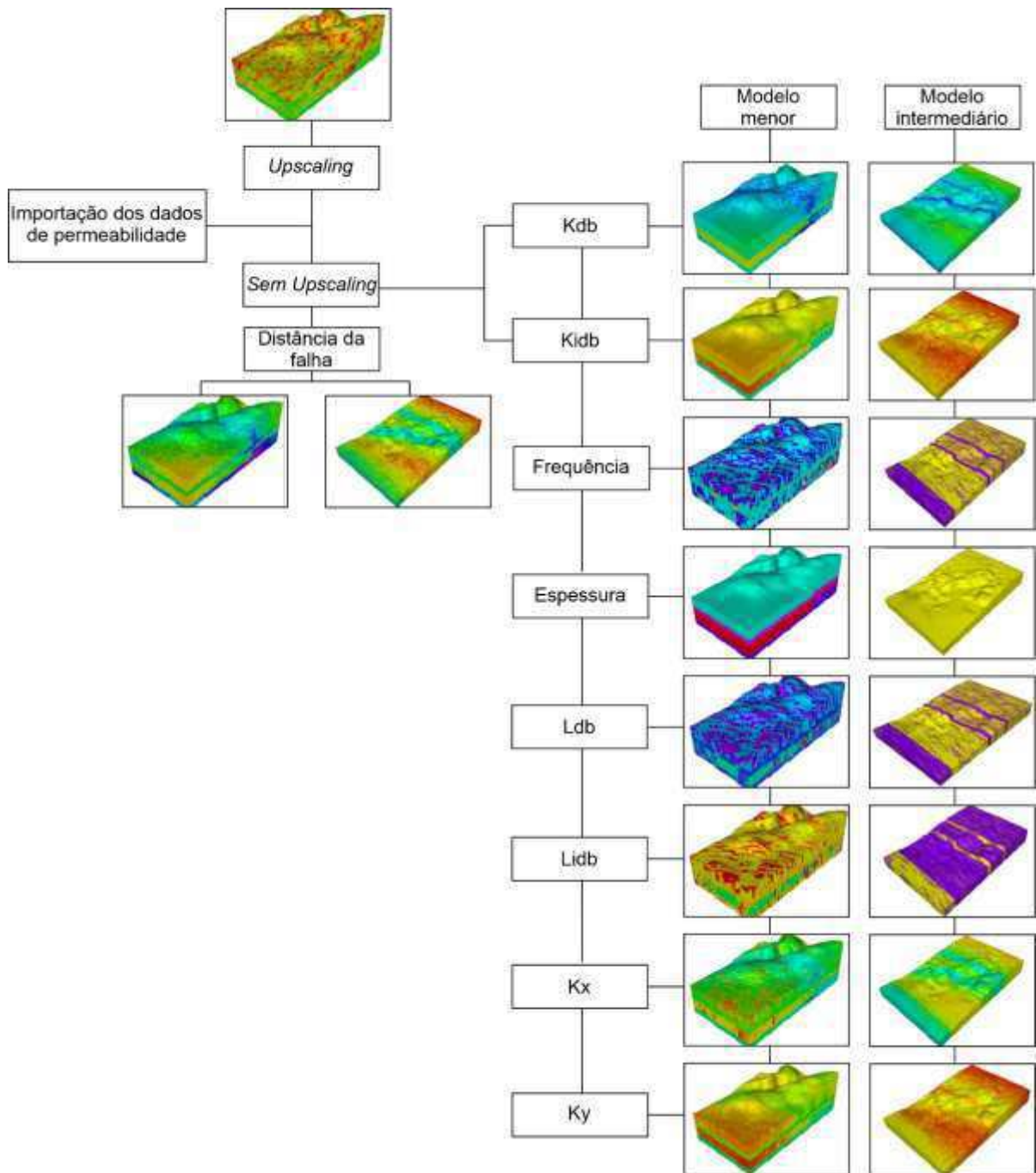


Figura 23: Fluxograma do desenvolvimento dos modelos de permeabilidade das bandas de deformação, entre as bandas de deformação, frequência, espessura, espessura das bandas de deformação, espessura entre as bandas de deformação e as permeabilidades direcionais  $K_x$  e  $K_y$ .

## 6.5. Resultados

### 6.5.1. Sísmica

As seções sísmicas foram interpretadas com o objetivo de identificar as principais estruturas tectônicas que exercem algum efeito sobre a região estudada. A partir dessa interpretação, foi possível observar que o afloramento objeto de estudo está localizado entre duas falhas principais pertencentes ao sistema de Falhas Portalegre (Figura 24A), que seria o responsável pela abertura da Sub-bacia Brejo das Freiras e ocasionada pela reativação rúptil da Zona de Cisalhamento Portalegre. Esse sistema é composto por um conjunto de quatro falhas normais sintéticas, apresentando apenas um segmento aflorante, representado pela demarcação mais a sudeste da Figura 23B. Sua orientação preferencial possui direção NE-SW (55 AZ) e mergulho de 65° para NW, apresentando um rejeito de aproximadamente 250 metros de comprimento. Também, foram identificadas outras falhas secundárias no *hangingwall* nas seções analisadas (Figura 24B), entretanto para o desenvolvimento da imagem interpretada não foram expressas todas, visto que o intuito principal seria mostrar as falhas com maior influência sobre o afloramento.

Além das falhas, também foram identificadas as principais superfícies estratigráficas: embasamento Pré-cambriano, unidades devonianas e unidades cretáceas. Os limites dessas unidades, ou horizontes estratigráficos, foram reconhecidos com o auxílio dos dados de poço e com base em dados de trabalhos já existentes (Silva *et al.*, 2014; Vasconcelos *et al.*, 2021). Foram demarcados em nosso trabalho os dois principais horizontes, o topo do embasamento e o topo do devoniano.

O embasamento Pré-cambriano é caracterizado pelo padrão caótico e desorganizado de seus refletores, até o surgimento de refletores menor impedância acústica, onde seria demarcado seu topo. Nas seções sísmicas interpretadas, ele está demarcado na coloração vermelha, exibindo seu topo no *hangingwall* da falha a aproximadamente 2800 m de profundidade. Já no *footwall* ele aflora próximo a falha de borda devido ao efeito de uma falha antitética e em seguida, aparece novamente na profundidade de 100 metros.

O Devoniano é particularizado pela presença de refletores de menor intensidade, entretanto o seu topo é marcado pela presença de refletores de maior intensidade ou maior impedância acústica, o que facilita a sua interpretação. Nas seções interpretadas ele está demarcado com a coloração laranja, onde seu topo é evidenciado no *hanging wall* na

profundidade de aproximadamente 2000 metros e aflorando no *footwall* bem próximo a falha de borda à direita do embasamento.

As unidades cretáceas estão sobrepostas às unidades devonianas e são resultado do preenchimento da BRP, durante a sua fase *Rifte*. É representada por refletores em sua maioria contínuos, podendo chegar a uma profundidade de até 2000 metros em algumas porções da bacia e aflorando em uma grande extensão.

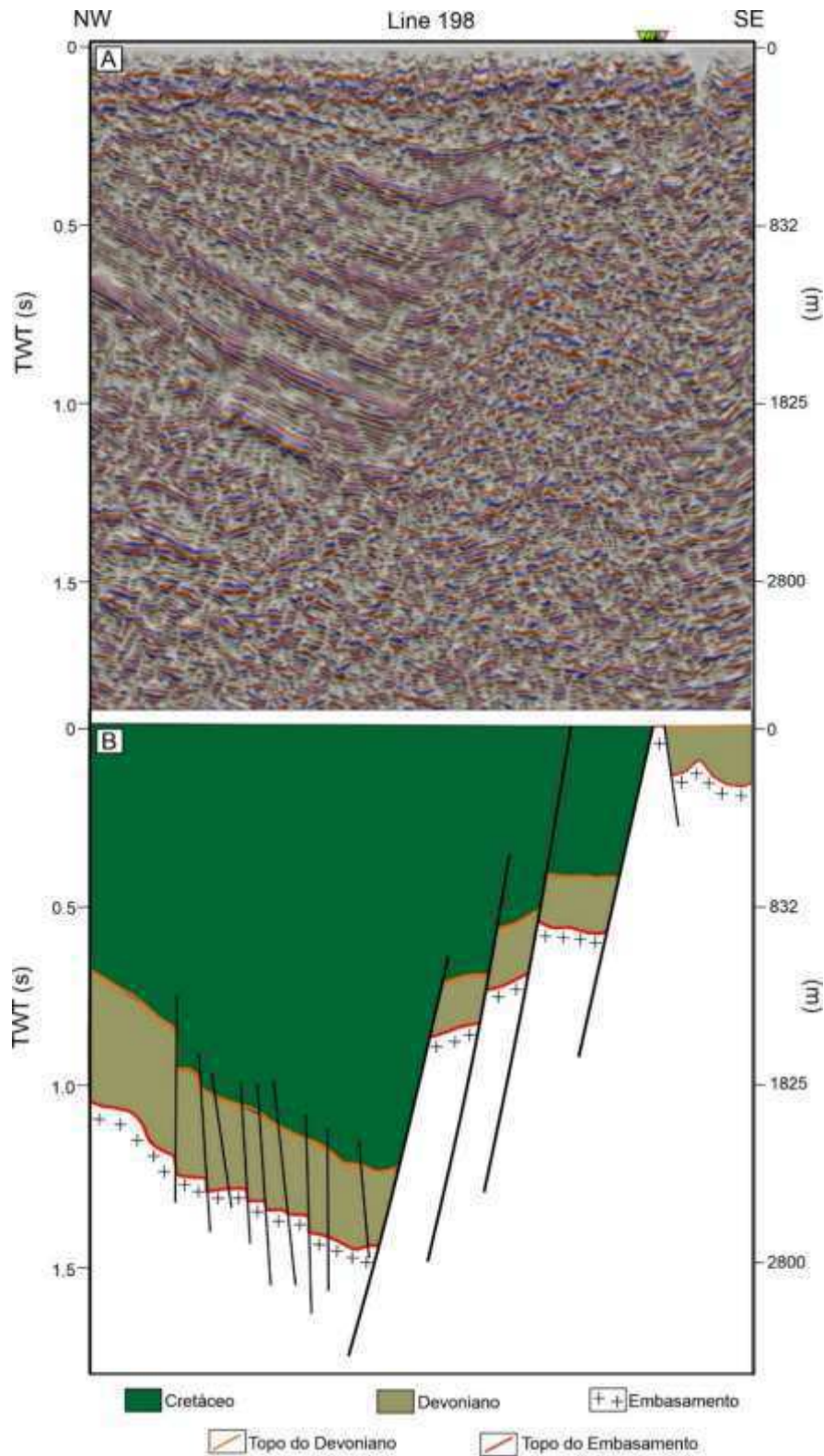


Figura 24: Seção sísmica 198 do cubo norte (A) Após aplicação do Tec-Va, que consiste na aplicação de atributos em séries; localização do afloramento caverna, representado pelas setas verde e rosa no lado direito da imagem (B) interpretada, evidenciando as principais falhas com nas linhas pretas, o topo do embasamento representado na linha vermelha e o topo do devoniano na linha laranja.



### 6.5.2. Caracterização da Zona de falha

Com base na imagem obtida pelo VANT foi possível realizar o mapeamento estrutural em campo e a geração do mapa em laboratório. Permitindo a observação de quatro principais *sets* apresentados pelas BD: nordeste (NE-SW), leste-oeste (E-W), Noroeste (NW-SE) e Norte-Sul (N-S) (Figura 25). O mapeamento e identificação das falhas existentes, deu suporte a etapas posteriores, como a modelagem. A exemplo da face frontal é observada uma falha normal, antitética à falha de borda, com rejeito de aproximadamente 1,5 metros de comprimento.

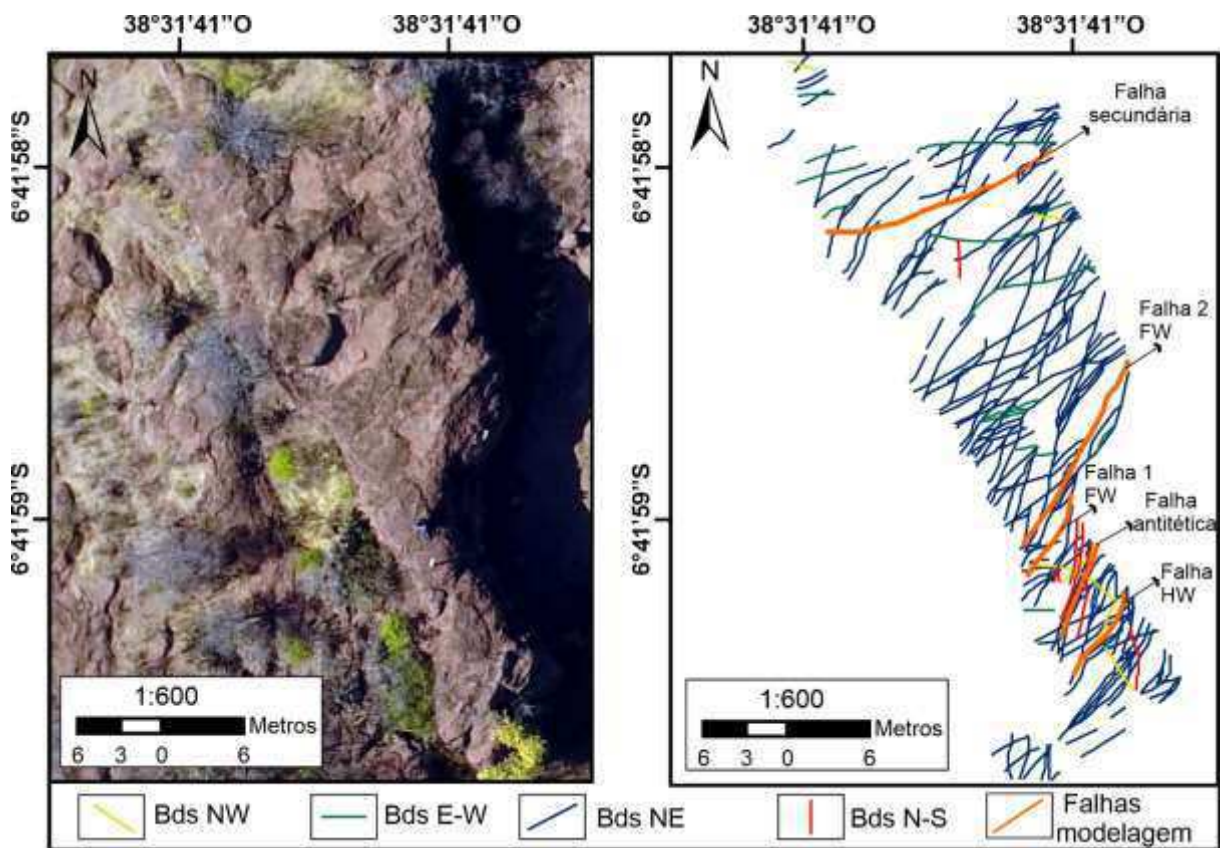


Figura 25: (A) Imagem do afloramento obtida a partir do VANT (B) Principais estruturas mapeadas e separada por sets de deformação.

Dentro da descrição sedimentar de cada unidade, constatou-se que todo o afloramento se compõe de rochas siliciclásticas, sendo arenitos com variações de tamanho de grão e matriz, subdividindo-se em quatro unidades estratigráficas (Figura 18), as quais corroboram com descrição realizada por Oliveira (2019).

A unidade 1 é composta por um arenito muito coeso e intensamente deformado, além de variar sua granulometria de fina a média, suportado por matriz argilosa. Podem também ser encontrados na unidade 1, níveis estratigráficos mais argilosos, não chegando a compor o

pacote inteiro para caracterizar camadas. A unidade 2 trata-se de um arenito conglomerático maciço, ainda com porções argilosas, tendo uma maior porosidade que na unidade anterior, aparentando o caráter vugular ou de dissolução de seus poros.

Visualmente, a unidade 3 é a mais atingida pela deformação rúptil, nela encontra-se a maior quantidade de BD, sendo esses planos estruturais os mais finos entre as outras camadas. Essa unidade caracteriza-se como um arenito com granulometria de fino a muito fino de matriz argilosa, e com estratificação plano paralela em toda a camada.

A unidade 4 compõe-se de um arenito conglomerático matriz suportado, sendo essa composta de areia grossa, atingido pelas BD com menor frequência e variação dos mergulhos, apresentando maior espessura dessas estruturas rúpteis, mostrando-se a camada de topo e mais espessa.

A partir da análise dos dados adquiridos com os perfis de gama-ray, obteve-se que os valores médios de contagem total (ct) variaram de 112,7 a 122,67 API. Além disso, foram geradas curvas que correlacionam os valores da contagem total com as litologias existentes, onde os picos maiores estão relacionados com o conteúdo de argilominerais existentes nas unidades. Mesmo que estas se tratando de arenitos, em várias porções do afloramento são observadas lentes de argila) ou compostas por uma granulometria mais fina, a exemplo da unidade 3, o que justifica a presença desses picos, em vários intervalos (Figura 26).



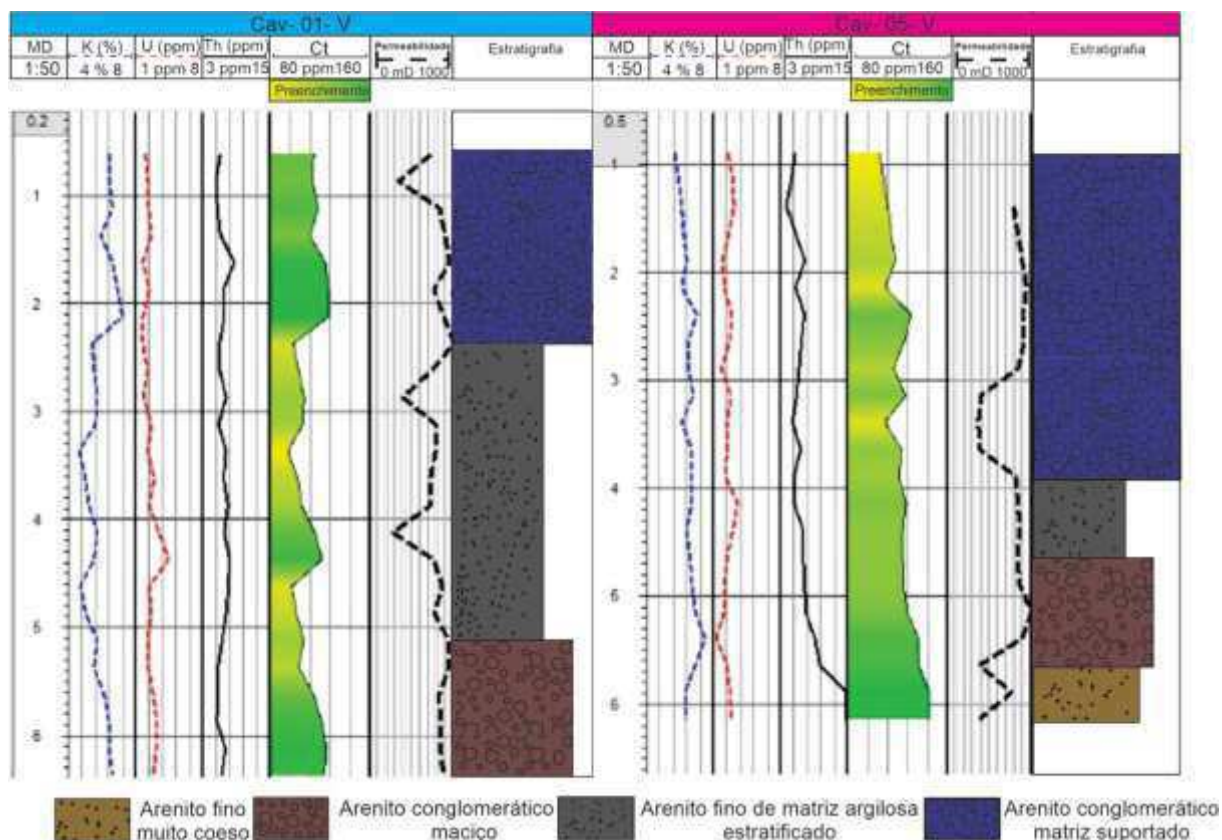


Figura 26: Perfis de raios gama e de permeabilidade, evidenciando as porções com maiores índices de argilominerais e da permeabilidade (A) Cav- 01- V e (B) Cav- 02- V.

### 6.5.3. Zonas de dano

Com o gráfico de distribuição das frequências de BD versus distância da falha, gerado a com os dados do *scanline* maior (SL2), foi possível observar a presença de sete elementos: três zonas de dano interna, três zonas de dano externas e uma zona de *clusters* (Figura 27A). A primeira zona de dano interna está localizada a uma distância da zona de falha entre 9 e 10 metros de comprimento, a segunda zona está entre 51 e 53 metros e contempla a falha principal da exposição em três dimensões do afloramento, a terceira zona se apresenta entre 80 e 81 metros de distância. A frequência média de bandas de deformação por metro nessas zonas foi de 18,5, 11,5 e 13, respectivamente.

As zonas de dano externas estão localizadas nos intervalos entre 11-50 metros, 54-80 metros e 82-112 metros. Com a frequência média de 4,46, 6,96 e 4,32 BD por metro, respectivamente. Enquanto o *cluster* está localizado entre 71-73 metros e está contido na segunda zona de dano externa, com uma frequência média de 8 BD por metro.

Fazendo a seleção de uma área menor do mesmo gráfico e efetuando a ampliação de sua escala, é possível observar um padrão entre eles. A exemplo da Figura 26B que apresenta a

ampliação do segmento F-F', dividindo a falha principal da exposição em três dimensões do afloramento em seu *hangingwall* e *footwall* com suas diferentes zonas de dano.

No *footwall* foram identificadas três zonas de dano internas e três zonas de dano externas. A primeira zona de dano interna se apresenta no núcleo da falha, apresentando uma frequência de 10 bandas por metro de comprimento; a segunda zona de dano interna estaria a 3,5 e 4 metros do núcleo da falha com uma frequência de 8 BD por metro. Já a terceira zona de dano externa se localiza de 6 a 6,5 metros de distância da falha principal com uma frequência de 11 BD por metro. As zonas de dano externas estão compreendidas nas seguintes metragens: primeira zona 1 e 3 metros, segunda entre 4,5 e 5 metros e a terceira zona entre 7 e 12 metros. Suas respectivas frequências médias de estruturas foram de 5,6, 2,67 e 5,27 BD por metro.

Já no *hanging wall* além da zona de dano interna localizada no núcleo da falha, existe outra a uma distância de 3,5 metros da falha e com frequência de 5 BD por metro. As zonas de dano externas se apresentam a uma distância entre 1 e 3,5 metros para a primeira e uma distância entre 4 e 5 metros para a segunda. Apresentando frequências médias de 8 e 8,67 BD por metro, respectivamente.

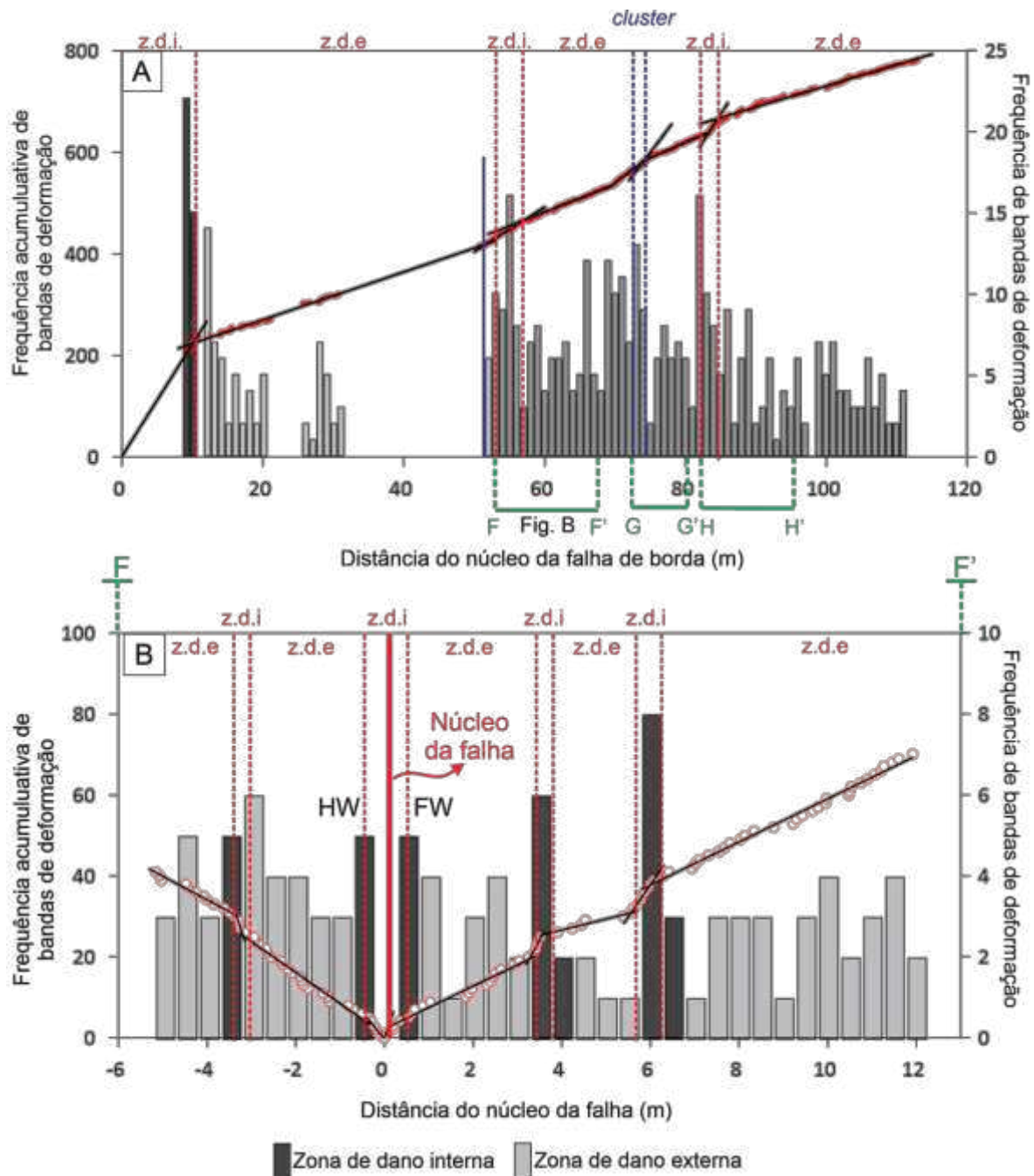


Figura 27: (A) Gráfico de distância das falhas versus a frequência das bandas de deformação, com a curva de frequência acumulada, demarcação das zonas de dano existentes com as linhas tracejadas em vermelho, e a demarcação da zona de cluster em tracejado azul, além da separação dos segmentos F-F', G-G', H-H' com o tracejado verde (B) Ampliação do seguimento F-F' explicitando as suas zonas de dano. Z.D.I: Zona de dano interna; Z.D.E: Zona de dano externa.

Efetuada a mesma ampliação aplicada ao segmento F-F' para os segmentos G-G' e H-H' (Figura 28), os quais correspondem a zona de *cluster* e a terceira zona de dano interna do *scanline* maior (SL2), respectivamente, foi possível observar uma única zona de dano interna a uma distância entre 20 e 20,5 metros da falha principal com uma frequência de 7 bandas de

deformação por metro. Suas zonas de dano externas foram identificadas entre os intervalos de 19 - 19,5 metros e 20,5-29 metros, com frequências médias de 2,5 e 5,88 bandas por metro.

Analisando a ampliação da terceira zona de dano, pode-se identificar quatro zonas de dano internas e quatro zonas de dano externas. As zonas de dano internas estão localizadas nas seguintes distâncias da falha: de 30-30,5 metros, 32-32,5 metros, 34 metros e 36,5-37 metros. Com frequências de 10, 3,5, 6 e 4,5 bandas por metros, respectivamente. Suas zonas de dano externas se apresentam nos seguintes intervalos: 31-31,5 metros, 33-33,5 metros, 34,5-36 metros, 37-43,5 metros. Suas frequências médias são: 4; 2,5; 3,5 e 3,2 bandas por metro, respectivamente.

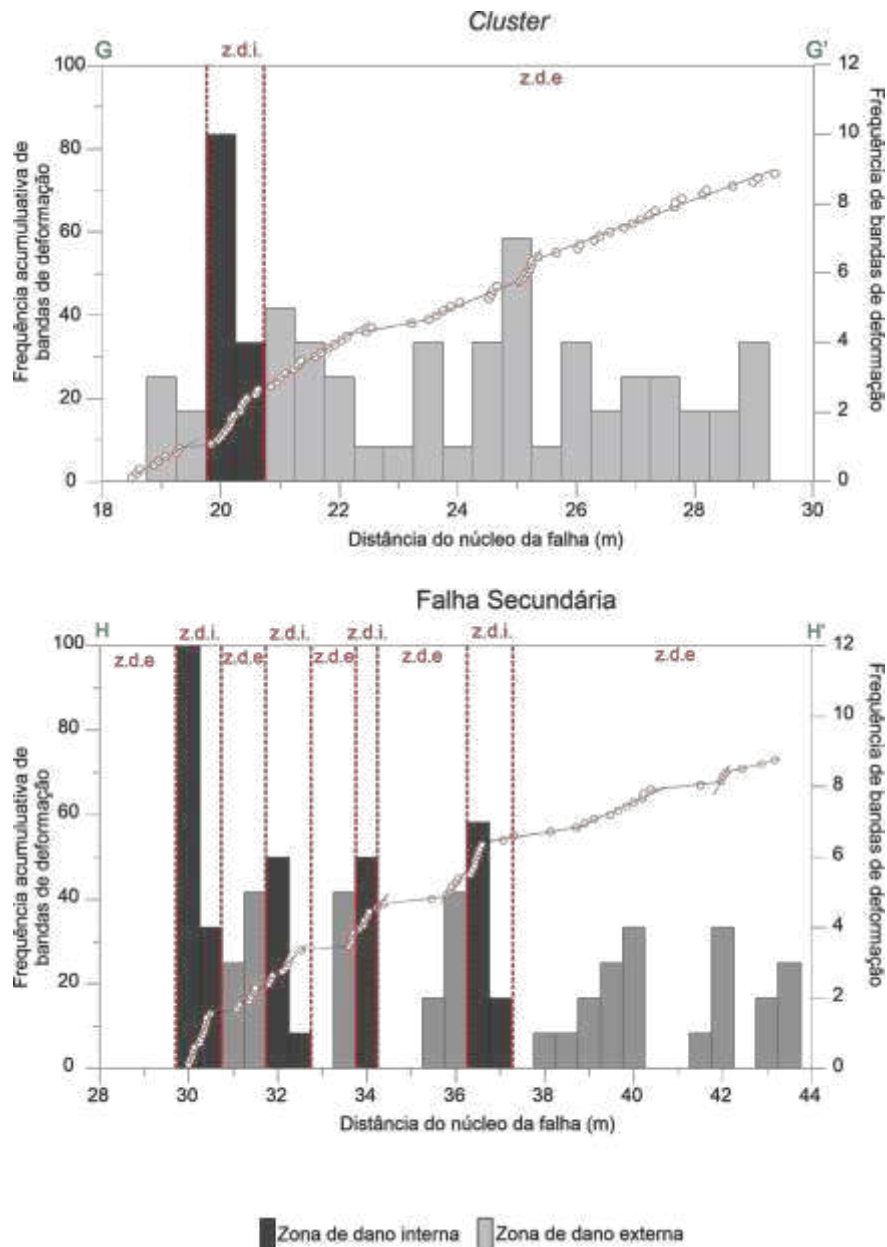


Figura 28: Gráfico de frequência versus distância da falha antitética, com a frequência acumulada (A) Ampliação dos segmentos G-G' E (B) H-H', evidenciando suas zonas de dano com as linhas tracejadas vermelhas.

#### 6.5.4. Caracterização petrofísica

Ao se comparar os valores de permeabilidade das diferentes unidades pode-se observar que as unidades 2 e 4 (Figura 29), apresentam os maiores valores médios, em detrimento das demais, isso está relacionado com a granulometria e intensidade de deformação dessas unidades, visto que as unidades 2 e 4 apresentam em sua composição um arenito conglomerático mais poroso em comparação com as unidade 1 e 3 e exibem uma intensidade de deformação menor em relação a estas. Além disso, pode-se constatar o decréscimo nos

valores de permeabilidade no Cav- 01- V em relação ao Cav- 05- V, em todas as unidades, exceto na unidade 1, devido sua ausência de dados. Essa redução pode ocorrer em até 6 ordens de magnitude, visto que os valores de Cav- 01- V foram obtidos na direção perpendicular à orientação preferencial das bandas de deformação no afloramento, onde normalmente ocorre um impedimento do fluxo de fluido. Enquanto os de Cav- 05- V foram obtidos na direção paralela onde geralmente o fluxo é favorecido pelas mesmas.

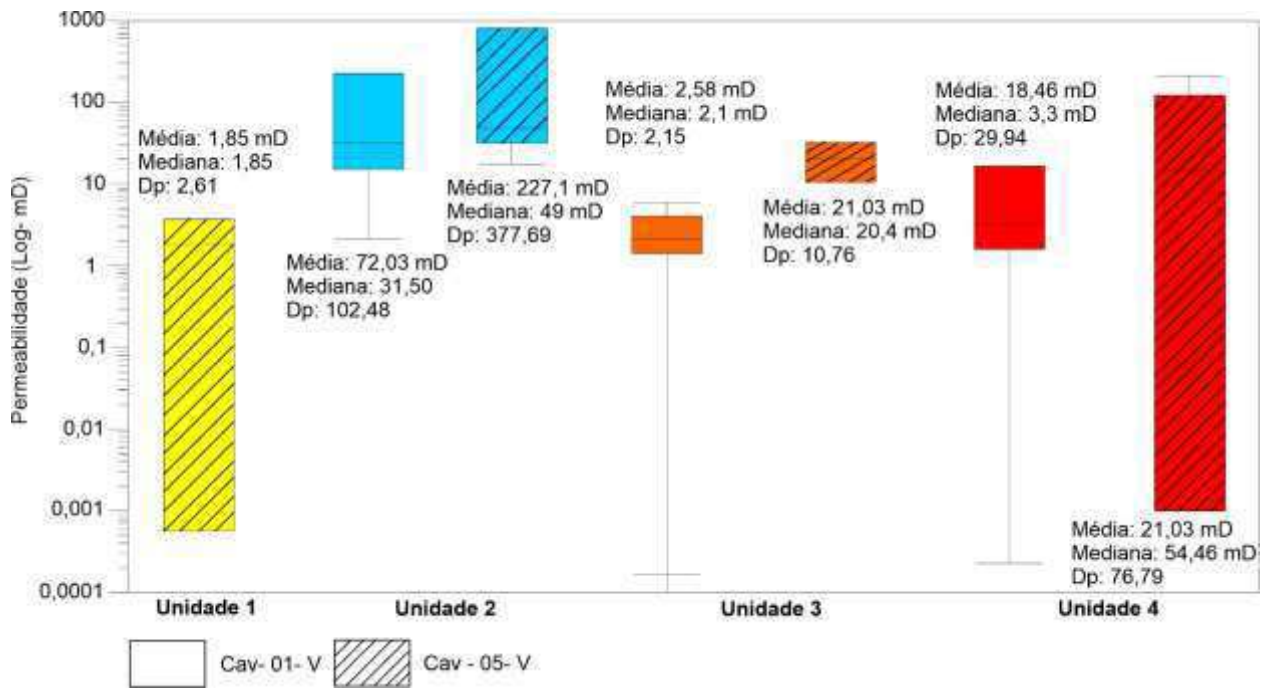


Figura 29: Boxplots dos valores de permeabilidade obtidos em CAV- 01- V e CAV- 05- V.

### 6.5.5. Modelagem das zonas de dano e fácies de falhas

Com base na análise dos dados dos *scanlines*, observou-se através de histogramas e modelos a distribuição das fácies de falhas nas zonas de dano nas diferentes unidades sedimentares. No *scanline* maior, a primeira zona de dano interna é composta pelas fácies H e M, na proporção de 50% cada uma delas (Figura 30A). Esta zona se encontra na porção mais próxima a falha de borda, e por isso possui uma maior intensidade de deformação, assim como representada no macromodelo (Figura 30A e D). A primeira zona de dano externa apresentou predominância das fácies M e L, com porcentagens 19% e 81%, respectivamente, onde já se nota o desaparecimento da fácies H, devido à distância da falha. A zona de dano interna II expressou as fácies H e M com 17% e 83%, ela se localiza onde está passando uma das principais falhas que exerce efeitos sobre o afloramento. A zona de dano externa II é caracterizada pelas fácies M e L, em proporções iguais de 50%, ao contrário da primeira zona de dano interna, esta zona possui uma maior frequência de BD por metro, devido ao efeito que

essa falha secundária ocasiona em suas adjacências. A zona de dano interna III apresenta proporções iguais a zona de dano interna II, com maior proporção da fácies M em detrimento da H. Possivelmente, existe uma outra falha que também exerce algum efeito sobre a região, e por isso as maiores frequências. Já a zona de dano externa III expressa três fácies: M, L e U, com proporções de 18%, 79% e 4%, respectivamente. Esta zona apresenta uma maior proporção da fácies L e o aparecimento da fácies U, isso ocorre devido à distância da falha de borda, pois quanto mais distante, menor seria o efeito que ela exerce sob a zona e também da redução do efeito das falhas secundárias.

O histograma gerado a partir dos dados do macromodelo (Figura 30B), mostrou que a fácies H representa 6,8% do mesmo, enquanto a M se expressa com 29,8%, já a fácies L aparece com 61,9%, sendo a mais frequente, e por último a fácies U com 1,5%, e a menos frequente.



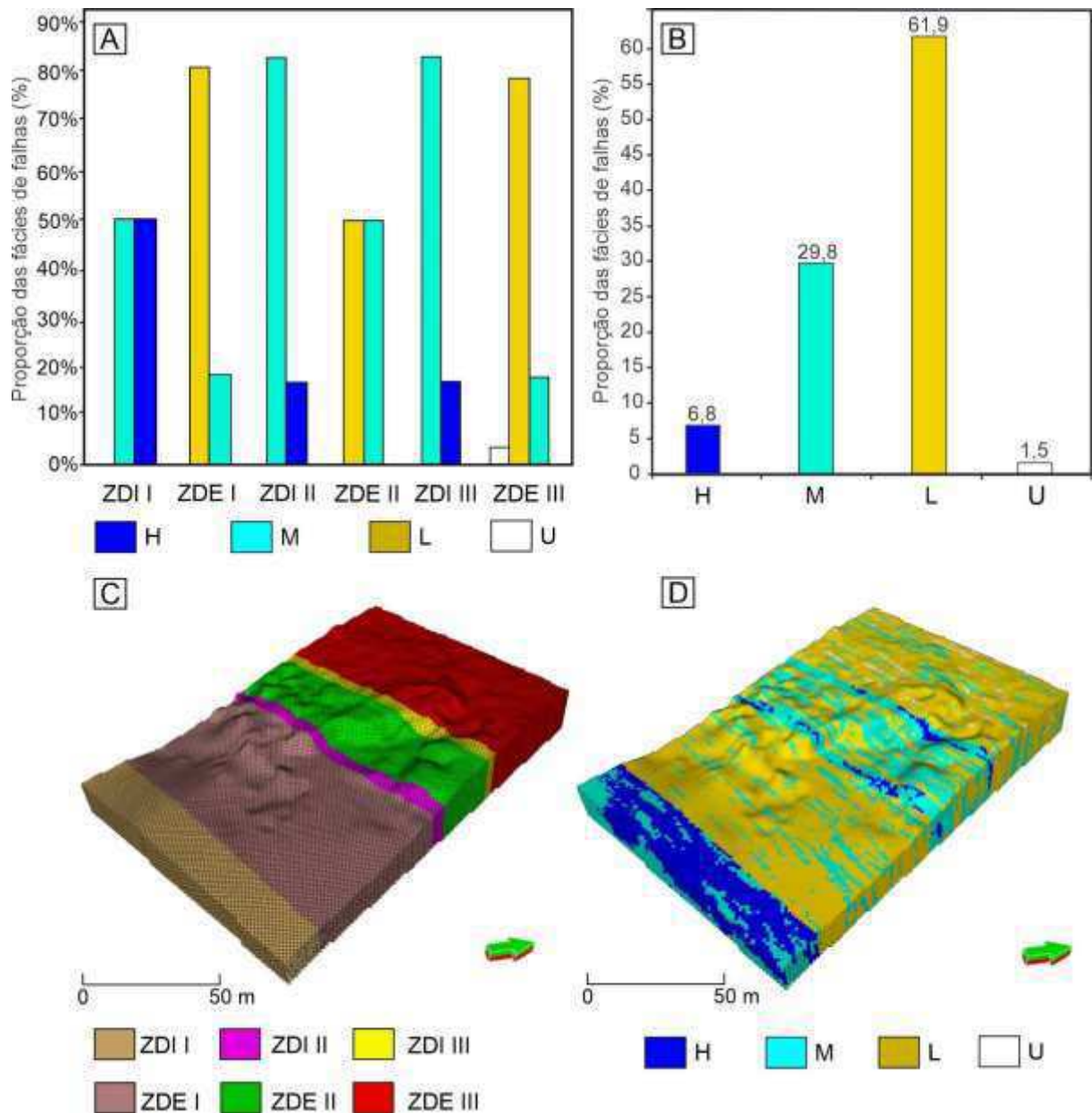


Figura 30: (A) Histograma da distribuição das fácies de falhas nas diferentes zonas de dano do macromodelo. (B) Histograma da distribuição das fácies de falhas em todo o macromodelo. (C) Modelo representativo das zonas de dano no macromodelo. (D) Modelo representativo da distribuição das fácies de falhas ao longo das zonas de dano.

Para os *scanlines* menores que foram realizados na exposição 3D do afloramento nas diferentes unidades sedimentares (Figura 30A), pode se observar as proporções conforme a tabela 1, que ocorre o aparecimento da fácies H na de dano interna das unidades 1 e 2 e na zona de dano externa da unidade 3. Já a fácies M ocorre em todas as zonas de dano e em todas as unidades, com uma maior proporção dela na zona de dano externa da unidade 1; na unidade 2 se mantém constante a proporção nas duas zonas de dano; já nas unidades 3 e 4 ocorre um



aumento dessa proporção na zona de dano interna em detrimento da zona de dano externa. A fácies L ocorre em todas as unidades e zonas de dano, exceto na unidade 3. A distribuição dessa fácies ocorre com maiores proporções nas zonas de dano externas de todas as unidades contempladas. A fácies U, assim como a fácies L, só não ocorre na unidade 3. Ela se mostra com maior fração nas zonas de dano internas das unidades 1 e 2, em contrapartida, existe uma maior predominância da mesma na zona de dano externa da unidade (Figura 31D e E).

O histograma do modelo dessa região mostra que a fácies que ocorre de forma majoritária é a M, com 62,2%, seguida da fácies L com 24%, depois a fácies U com 8,6% e por último a fácies H, com 6,2% (Figura 31D).

Tabela 1: Média da intensidade de deformação por fácies de falhas nas zonas de dano das quatro unidades sedimentares

Fácies	Unidade1		Unidade2		Unidade3		Unidade4	
	ZDI	ZDE	ZDI	ZDE	ZDI	ZDE	ZDI	ZDE
	Média da intensidade de bandas de deformação por metro							
H	26,67	31,2	24	-	-	26	-	-
M	12	13,72	13,6	11	12	13,42	11,38	10,35
L	4	4	4	4	-	-	4	4

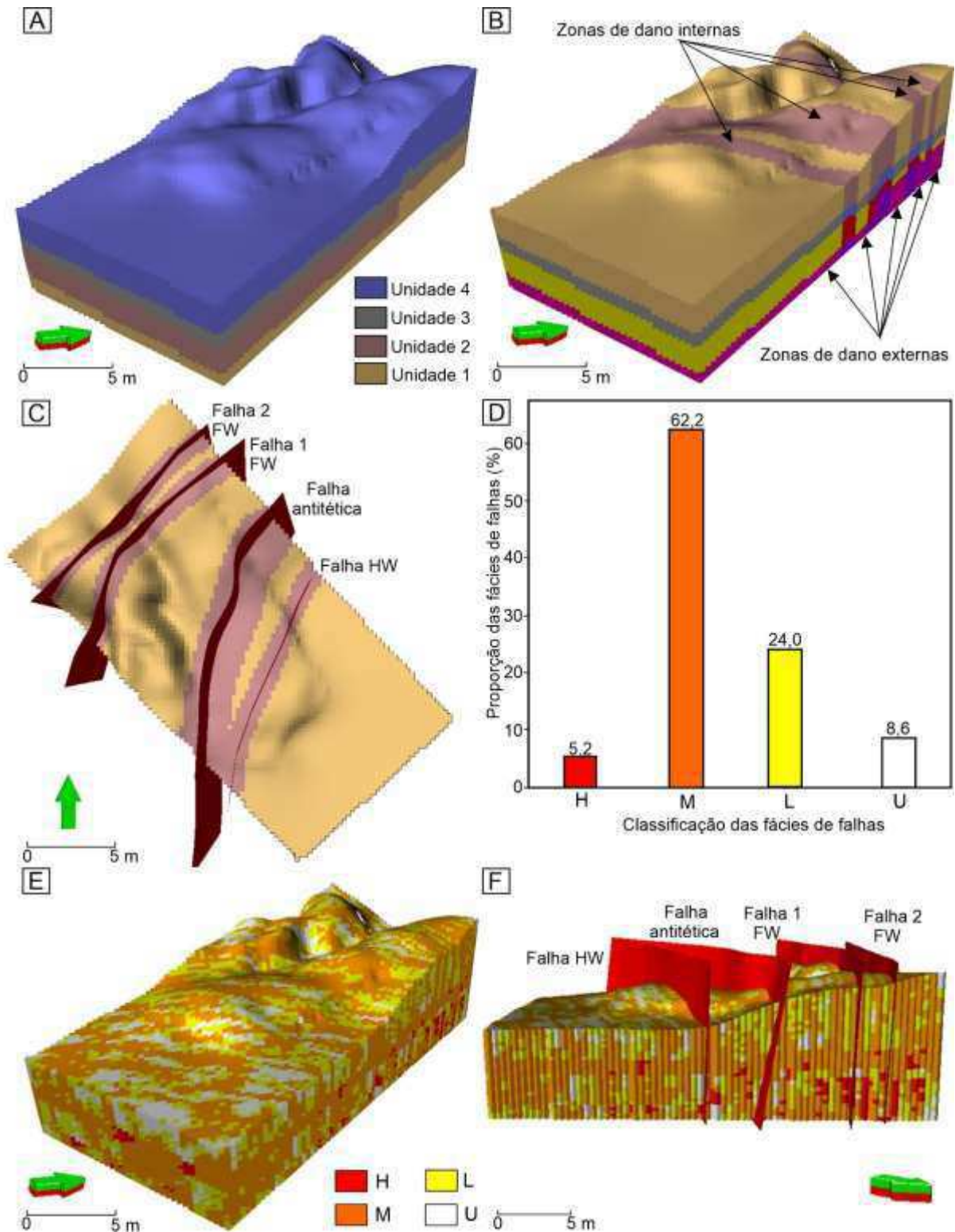


Figura 31: (A) Modelo representativo das quatro unidades sedimentares em mesoescala. (B) Mesomodelo evidenciando as diferentes zonas de dano nas quatro unidades sedimentares (C) Vista superior evidenciando a distribuição das zonas de dano e das principais falhas no mesomodelo (D) Histograma da distribuição das fácies de falhas em todo o mesomodelo (E) Representação das fácies de falhas ao longo do mesomodelo (F) Vista frontal do mesomodelo evidenciando as distribuições das fácies de falhas junto com as principais falhas do afloramento.

### 6.5.5.1. Modelagem da permeabilidade

A distribuição das permeabilidades obtidas com a modelagem com e sem *upscaling* permitiram a observação do seu comportamento nas quatro unidades do mesomodelo. Na unidade 1, os valores de permeabilidade apresentaram um intervalo de valores de 0,0006 mD a 3,7 mD e média de 1,85 mD. Já na unidade 2, os valores variaram de 15 mD a 792,8 mD com média de 157,93 mD. Enquanto na unidade 3 os valores oscilaram de 0,0001 mD a 36,7 mD, com média de 9,47 mD. E por fim, unidade 4 os valores apresentaram uma variação de 0,0023 mD a 266 mD, e média de 56,71 mD. Além dos valores médios por unidades, obteve-se o valor médio para o modelo completo em que para o modelo com a realização do *upscaling* (Figura 32A) a permeabilidade apresentou 26,60 mD, já o modelo sem *upscaling* (Figura 32B) apresentou uma média de 28,47 mD.

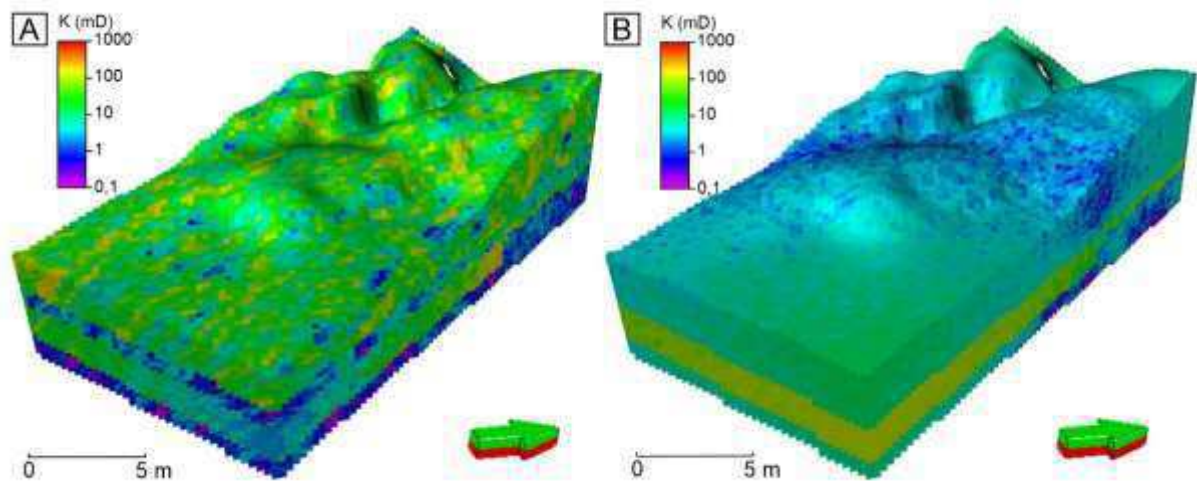


Figura 32: Mesomodelo representativo da permeabilidade (A) Com *upscaling* (B) Sem *upscaling*.

A distribuição das permeabilidades direcionais  $K_x$  e  $K_y$  foi obtida a partir de um conjunto de parâmetros como espessura, frequência, permeabilidade das BD e entre as BD e estão demonstrados na Figura 33. Os valores de  $K_x$  são referentes às permeabilidades na direção perpendicular das falhas, realizadas em cada célula, e conforme observado na figura 33A, C, D, tendem a decrescer quando mais próximo das falhas. Em  $K_x$  o valor mínimo observado foi de 0,01 mD, o valor máximo 792,8 mD, enquanto  $K_y$  apresentou mínimo de 1,71 mD e máximo de 792,80. Suas médias e desvios padrão foram de 28,54 mD e 54,47, 82,18 mD e 110,43, respectivamente (Figura 33B, E, F).

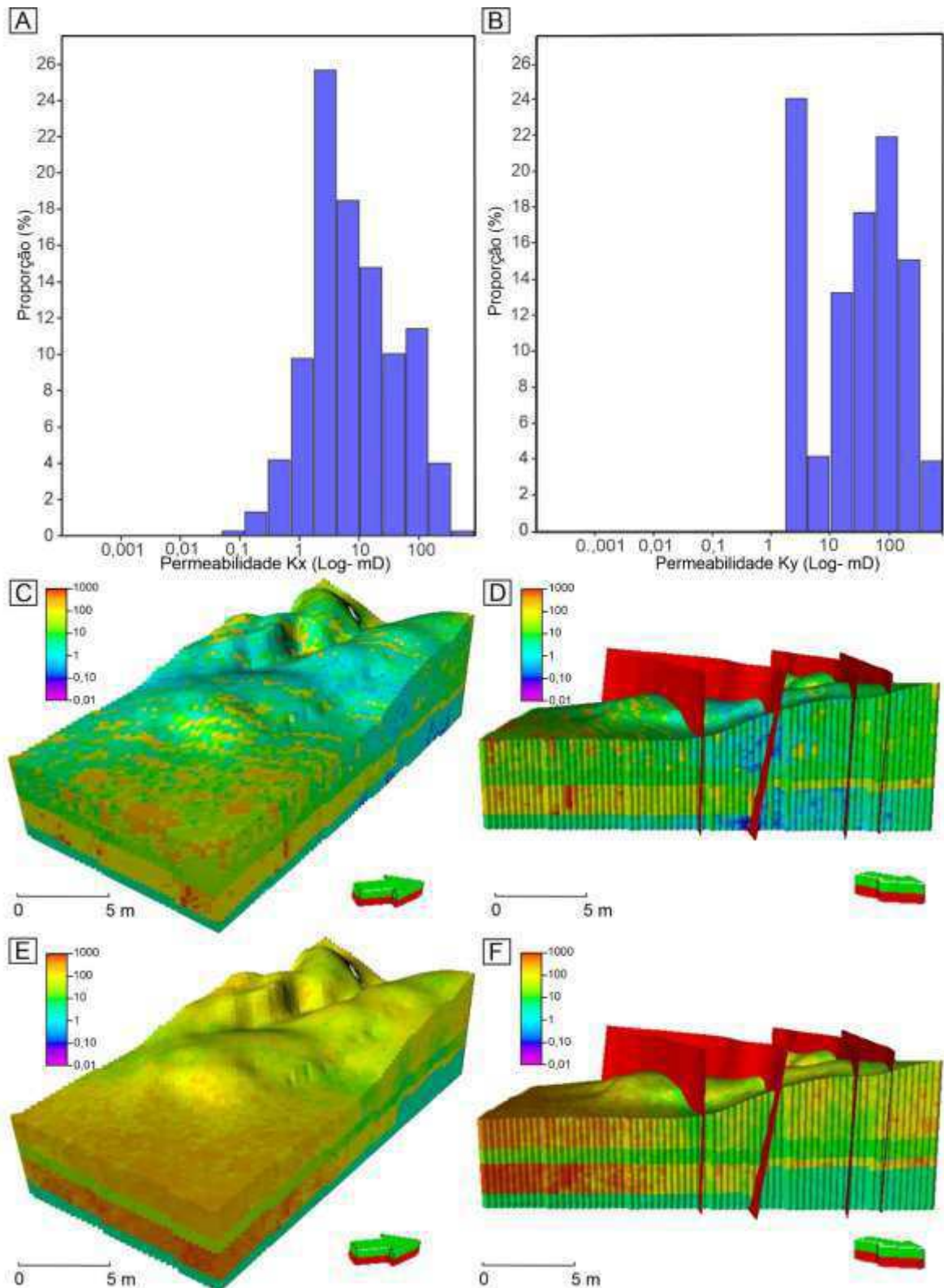


Figura 33: (A) Histograma da distribuição da permeabilidade em Kx (B) em Ky (C) Modelo representativo da permeabilidade em Kx (D) Representação da permeabilidade em Kx evidenciando as principais falhas do modelo menor (E) Modelo representativo da permeabilidade em Ky (F) Representação da permeabilidade em Ky evidenciando as principais falhas no modelo menor.

A distribuição da permeabilidade no macromodelo utilizou o *range* de valores obtidos para a unidade 4 e como condicionante a distância das falhas de maior impacto do afloramento. Assim, obteve-se os valores da tabela 2, os quais estão distribuídos conforme a figura 34, na qual é possível observar uma redução nos de valores de permeabilidade, à medida que se nos aproximamos da falha de borda (A); quando inserida uma segunda falha (B), ela provoca um outro efeito, fazendo com que valores mais baixos também se concentrem nas suas adjacências e não tenham a mesma tendência de decréscimo em direção à falha de borda. O mesmo ocorre quando inserida a terceira falha (C). Por essas duas últimas estarem próximas, geram uma redução ainda maior dos valores de permeabilidade em seu entorno, devido ao efeito combinado delas.

Tabela 2: Valores de permeabilidade obtidos a partir da geração dos modelos com tendência de uma, duas e três falhas

Tendência	K (mD)			
	Min	Máx	Média	Desvio
1 falha	0,1927	265,99	57,27	65,12
2 falhas	0,1906	265,99	57,38	65,17
3 falhas	0,3122	265,99	57,68	66,02



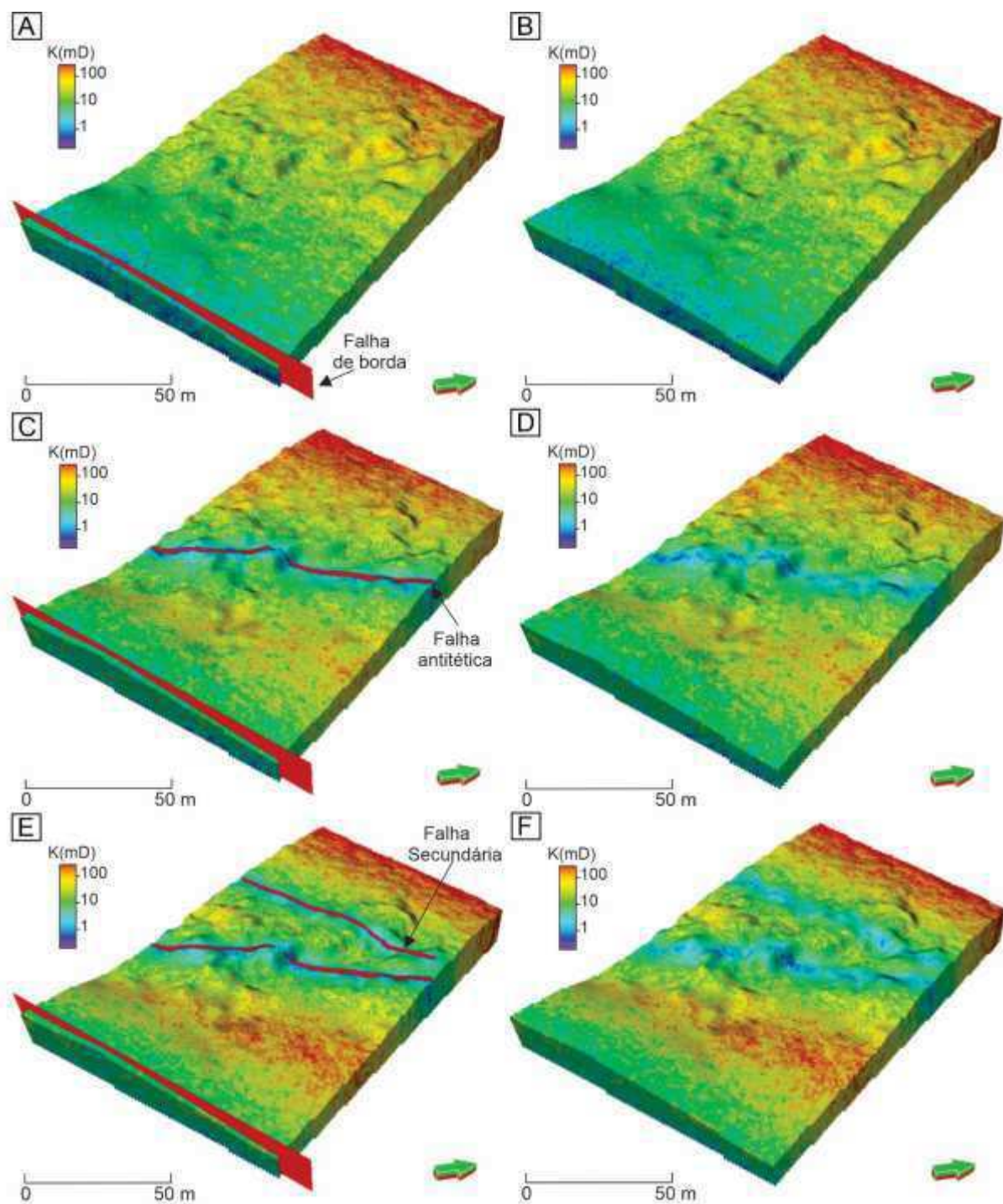


Figura 34: Distribuição da permeabilidade no macromodelo (A) e (B) apenas com a falha de borda como tendência (C) e (D) com a falha de borda e a falha antitética (E) e (F) Com a falha de borda, a antitética e a secundária.

As permeabilidades direcionais  $K_x$  e  $K_y$ , assim como para o mesomodelo, foram obtidas também para o macromodelo. Seus valores variam entre 0,02 mD e 67,91 mD, com a

predominância de valores entre 10-100 mD, conforme o histograma da figura 35A. Sua média de valores é de 13,84 mD e seu desvio padrão é de 15,37.

O valor mínimo encontrado foi de 9,5 mD e valor máximo de 247,86 mD, o intervalo de maior frequência de valores é entre 50-100 mD, correspondendo à 36,4% do total, conforme o histograma da figura 35B. O valor médio obtido para ela é de 89,68 mD, com um desvio padrão de 65,45. É possível observar que assim como  $K_x$ , há uma redução de seus valores quando se aproxima das falhas (Figura 35 C e D). No entanto, o *range* de valores de  $K_y$  são maiores que os de  $K_x$ , valores que se apresentam em torno de 2 a 3 ordens de magnitude maiores.

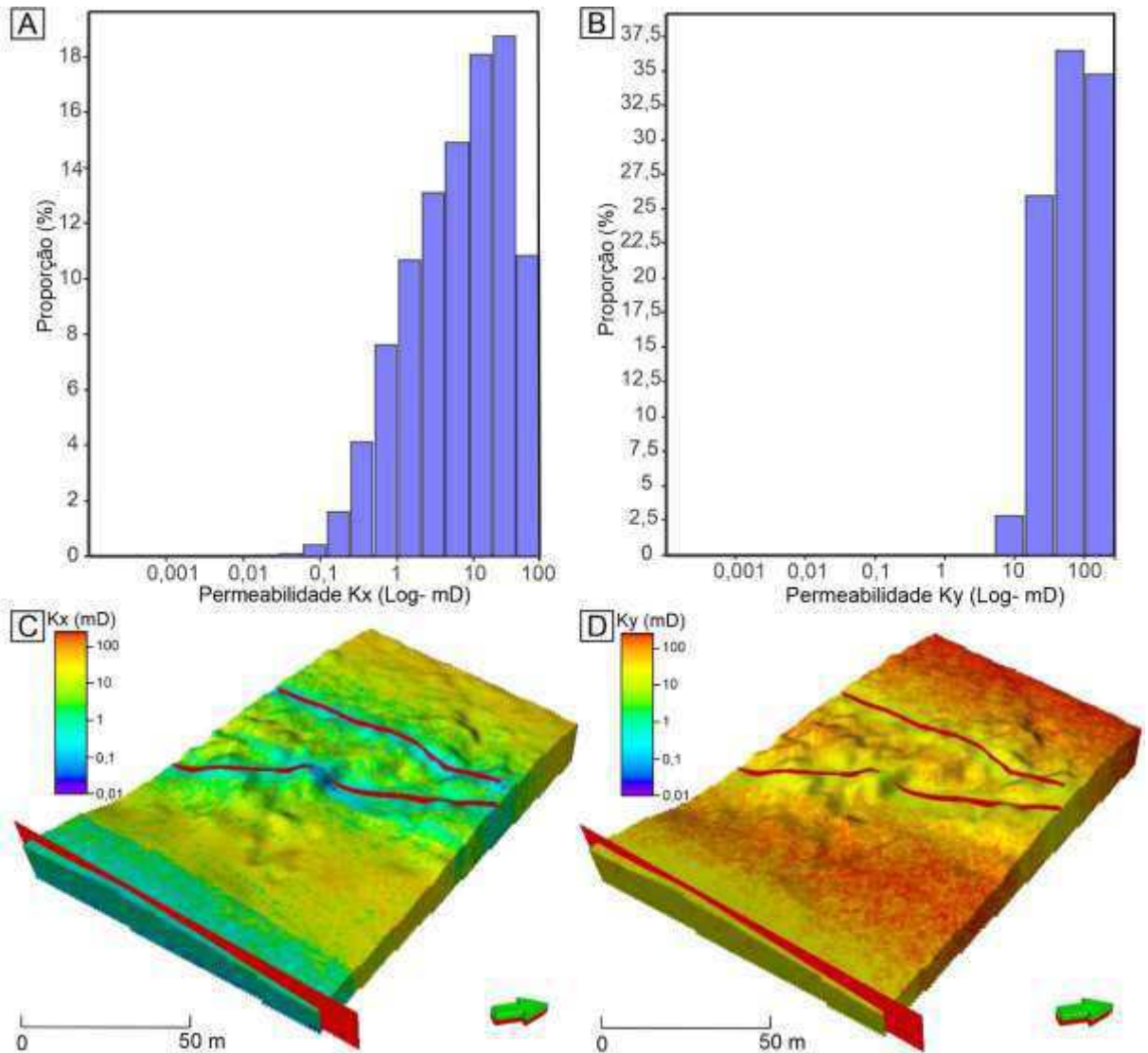


Figura 35: (A) Histograma da distribuição de permeabilidade em Kx no macromodelo (B) Histograma da distribuição dos valores de permeabilidade de Ky (C) Modelo representativo da distribuição de Kx (D) Modelo representativo da distribuição de Ky.

A disposição de permeabilidade no modelo de reservatório obedeceu a três intervalos, onde no primeiro intervalo (0-75m) o *range* foi de 0,85-53 mD; o segundo intervalo (75-150m) 3,3-266 mD e o terceiro intervalo (150-300m) 266-1000 mD. A média geral do modelo foi de 104,38 mD (Figura 36).



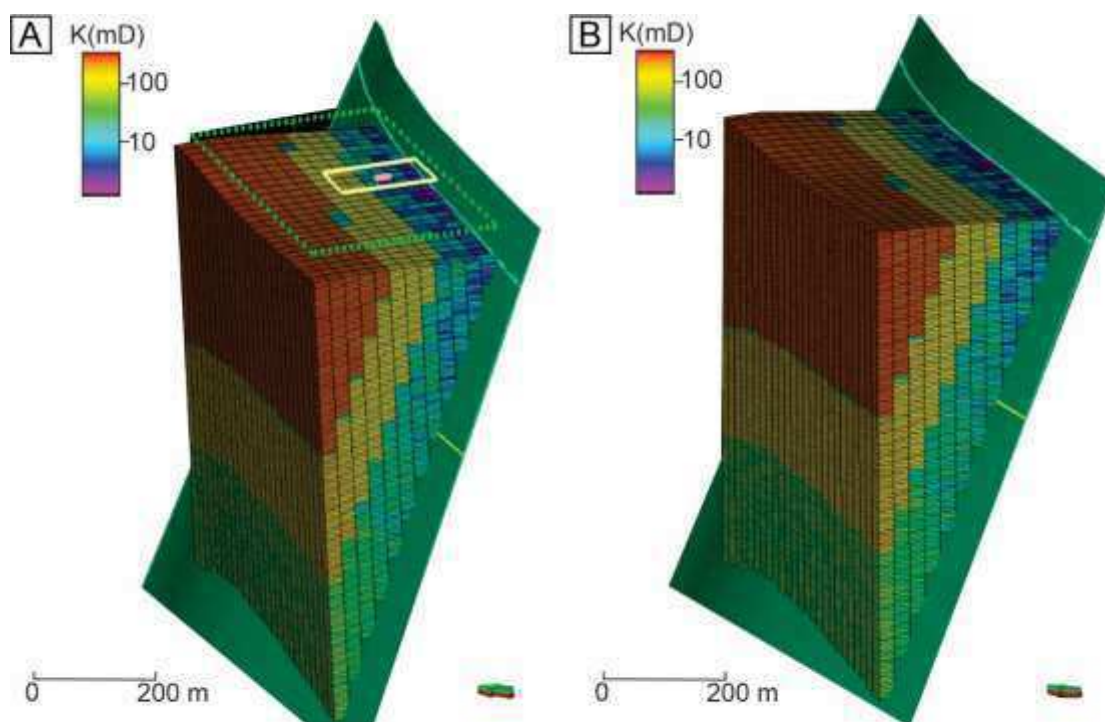


Figura 36: Distribuição da permeabilidade no modelo de reservatório (A) com a demarcação dos limites dos três modelos (B) Apenas no maior limite.

## 6.6. Discussão

### 6.6.1. Efeito de estruturas na distribuição das zonas de dano e fácies de falhas

Devido à dificuldade de detecção das estruturas subsísmicas, como as BD em zonas de dano (Maerten *et al.*, 2006; Fossen *et al.*, 2017) busca-se outros métodos de investigação a partir de estudos em exposições de afloramentos para fins de caracterização dessas zonas e o entendimento de suas propriedades, para que assim se possa entender a sua implicação no contexto de reservatórios (Johansen and Fossen, 2008; Schueller *et al.*, 2013; Qu e Tvranger, 2016; Torabi *et al.*, 2019c; Balsamo *et al.*, 2019). Assim, um dos principais aspectos mostrados neste trabalho é a configuração das zonas de dano existentes no afloramento.

Na porção estudada notou-se que as zonas de dano externas II e III, mesmo mais afastadas da principal falha, a falha de borda, apresentaram maiores picos de BD que a zona de dano externa I. Em outros trabalhos, as zonas de dano externas normalmente apresentam um padrão que se repete, em que quanto mais distantes da zona de falha, menor a frequência de estruturas por metro que se expressa na forma de um decaimento logarítmico, implicando na estabilidade da curva de frequência acumulada (Schueller *et al.*, 2013; Araújo *et al.*, 2018). E mesmo que apresentem alguns picos maiores, estes não são significativos a ponto de alterar o

comportamento desta curva. Logo, assumimos que o efeito das falhas secundárias que compõem as zonas de dano internas II e III são responsáveis pelo aumento da frequência dessas estruturas e conseqüentemente na variação do comportamento da curva de frequência acumulada (Araújo *et al.*, 2018; Torabi *et al.*, 2019c; Balsamo *et al.*, 2019).

Outros padrões de frequências também foram observados, A exemplo da porção demarcada como G-G' e H-H', a primeira está contida na zona de dano externa II, e foi classificada como sendo uma zona de *cluster*, expressando um pico de estruturas que se mantém constante até decrescer, corroborando com (Johansen e Fossen, 2008; Schueller *et al.*, 2013; Torabi *et al.*, 2019c). A segunda, está contida na zona de dano externa III, explicitando um pico e logo em seguida um decréscimo abrupto. Quando efetuada a ampliação da escala dessa zonas, nota-se que a região G-G' apresenta apenas uma zona de dano interna, enquanto H-H' apresenta quatro. Isso se justifica pelo fato de G-G' está em uma zona com uma maior incidência de estruturas menores, que juntas propiciam uma perenidade na frequência de bandas de deformação. Enquanto H-H' está sob o efeito de falhas menores, mas que apresentam espaçamentos diferentes da anterior, o que provoca esses picos e os decréscimos mais pronunciados.

Nos perfis locais realizados nas quatro unidades, assim como nos perfis anteriores, apresentam pequenas zonas de danos ocasionadas por falhas menores. No entanto, como apresentam diferentes unidades sedimentares, também apresentam variações nas intensidades de deformação devido à variação granulométrica (Fossen *et al.*, 2007; Ballas *et al.*, 2015; Torabi *et al.*, 2019c). No nosso caso, as unidades de granulometria mais grossa (2 e 4), apresentam menor frequência de bandas de deformação quando comparadas com as unidades com granulometria mais fina (1 e 3). Em contrapartida, quando são verificadas as espessuras, observa-se que uma relação inversamente proporcional delas. Alguns trabalhos mostram uma relação oposta entre frequência e granulometria das unidades. Apresentando um leve aumento na frequência de estruturas, com o aumento da granulometria (Schueller *et al.*, 2013).

A distribuição dessas zonas de dano em ambos no mesomodelo e no macromodelo, implica diretamente na distribuição das fácies de falhas. Pois como visto, há uma maior predominância das fácies de maior intensidade de deformação (H e M) nas zonas de dano internas ocorre devido a maior concentração de deformação no núcleo da falha (Qu e Tveranger, 2016).

No modelo macromodelo, é importante destacar a presença da fácies M numa porção mais distal da falha de borda, a qual deveria exercer maior controle sobre a distribuição das fácies de falhas. Entretanto a presença das duas outras falhas muito próximas entre si, causa uma perturbação em suas adjacências, propiciando a maior frequência dessa fácies (Qu e Tveranger, 2016).

Enquanto no mesomodelo, além das falhas de maior influência mapeadas na exposição 3D, também existe o controle das unidades sedimentares sob a distribuição das fácies de falhas no mesmo. Observa-se então, que as unidades sedimentares de granulometria mais fina (1 e 3) apresentam uma maior concentração de Fácies M e H, isso acontece devido a maior frequência de BD das mesmas. E elas também se concentram próximas as falhas locais, a exemplo da fácies H, que apresenta mais frequente entre as falhas locais, principalmente na unidade 3, devido ao efeito combinado delas, visto que apresentam uma distância pequena entre elas, assim como ocorre com a fácies M, no modelo anterior. Já as unidades de maior granulometria (2 e 4) apresentam uma predominância das fácies M e L, uma vez que a frequência das BD é menor que as anteriores, mesmo apresentando espessuras maiores e localizadas nas mesmas regiões entre falhas. Observando assim, o controle que essas unidades sedimentares exercem sobre a distribuição das fácies de falhas.

#### **6.6.2. Implicações na distribuição da permeabilidade**

A permeabilidade é uma das propriedades mais importantes quando se deseja colocar um reservatório em produção, devido a diversos fatores que afetam a permeabilidade, tais como a presença de falhas de escala sísmica, falhas locais, bandas de deformação, distribuição das fácies de falhas e também das unidades sedimentares existentes.

Ao se analisar a distribuição da permeabilidade no mesomodelo, vê-se uma significativa mudança quando se efetua o *upscaling*. Com a realização do *upscaling*, observa-se uma maior dispersão espacial dos dados, apresentando valores mais baixos em várias regiões da superfície do afloramento. Por outro lado, quando não se aplica o *upscaling*, as permeabilidades mais baixas, estão concentradas em torno das falhas existentes, especialmente da falha principal, a qual é caracterizada por seu rejeito significativo e assim uma maior intensidade de deformação nas suas adjacências.

Quando se examina a distribuição da permeabilidade nas unidades sedimentares, verifica-se que as unidades 1 e 3 apresentam uma média de valores mais baixos quando comparadas com as unidades 2 e 4, essa disparidade pode chegar em até 6 ordens de magnitude. Entretanto, o modelo com *upscaling* tende a uniformizar esses valores ao longo da unidade inteira, enquanto sem *upscaling* esses valores se concentram majoritariamente nas imediações das falhas, diferentemente do que Fachri *et al.*(2013b) mostram, que seria a preservação dessas propriedades ao se efetuar o *upscaling*. O fato das unidades 1 e 3 serem caracterizadas por uma granulometria mais fina, faz com que elas tenham um maior conteúdo de argilominerais preenchendo seus espaços porosos, levando a picos positivos nos perfis de raios gama, e assim valores de permeabilidades mais reduzidos, o que em um contexto de reservatório poderiam ser consideradas como selos, impedindo assim o fluxo de fluidos. Já as unidades 2 e 4 por se tratar de unidades de granulometria mais grossa, apresentam características mais próximas das rochas reservatório, exibindo maiores espaços porosos e também valores de permeabilidades mais acentuados, mesmo que em alguns intervalos tenham sido detectados picos positivos nos perfis de raios gama, os quais correspondem a lentes de argila isoladas. Fachri *et al.* (2011) mostram essa mesma relação em que unidades de granulometria mais finas e mais compactadas exibem menores valores de permeabilidade. Assim, nota-se o controle das unidades sedimentares sobre a distribuição da permeabilidade nos reservatórios (Johansen e Fossen, 2008; Torabi *et al.*, 2019c).

Ao se averiguar a permeabilidade no macromodelo, foi possível observar uma variação na sua distribuição à medida que se inseriu mais segmentos de falhas. No primeiro modelo, apenas com uma falha de borda, existe uma tendência de aumento da permeabilidade em virtude da distância dessa falha, sem o aparecimento de picos de redução. Eles só aparecem concentrados nas adjacências da própria falha. Isso acontece em consequência da redução do efeito que essa falha exerce no afloramento devido a sua extensão e a ausência de outras estruturas que também causem alguma redução.

No modelo com a inserção de mais uma falha, além da falha de borda, a relação de aumento da permeabilidade com a distância é desfeita, uma vez que a presença dessa outra estrutura gera a perturbação do meio em que se encontra, e ocasiona a redução local nos valores de permeabilidade. Comparando com o modelo apenas com uma falha, é possível notar um aumento nos valores de permeabilidade na zona de dano externa I, o que nos faz perceber que a adição de uma outra falha reduz a permeabilidade em suas adjacências, enquanto em porções

mais distais, mesmo com o efeito de uma outra falha, ao invés de compartimentar mais a região, gera um efeito de abertura.

Com a inserção do terceiro segmento de falha, observa-se um comportamento parecido com o modelo de duas falhas, onde existe uma perturbação no meio em que elas se encontram e maiores reduções em suas proximidades. Nota-se que devido à proximidade dessas duas falhas, existe um efeito de compactação maior entre elas, ocasionando maiores reduções nos valores de permeabilidade. Em contrapartida, com a inserção desta última, assim como no modelo anterior, constata-se um aumento nos valores de permeabilidade da zona de dano externa I, o que nos levar a inferir que a ocorrência de falhas locais próximas uma da outra geram um efeito de compactação, enquanto a inserção de falhas distantes ocasionam um efeito de abertura.

Quando se parte para a relação entre os modelos de fácies de falhas com os de permeabilidade, percebe-se que existe uma semelhança entre os mesomodelo e o macromodelo. Em ambos, é notório que nas regiões de predomínio das fácies H e M, que são as zonas com presença de falhas, existe uma maior redução de seus valores, justamente por causa da maior frequência de BD e a consequente compactação gerada por elas (Qu e Tveranger, 2016). Enquanto em zonas com a ocorrência majoritária da fácies L, por estarem em uma zona de menor efeito das falhas, possuem uma menor frequência de estruturas, e assim, maiores valores de permeabilidade.

Outro aspecto que assemelha o mesomodelo e o macromodelo é a distribuição dos valores da permeabilidade direcional, a qual foi segmentada em  $K_x$  e  $K_y$ . Em ambos os modelos, repara-se que  $K_x$  e  $K_y$  expressam uma concentração de valores menores quando se aproxima às regiões com presença de falhas, sendo que  $K_x$  apresenta reduções de até 3 ordens de magnitude quando comparadas com  $K_y$ . Essa redução ocorre pelo fato da permeabilidade obtida no eixo x ser sempre perpendicular às zonas de falhas, e nessa direção a resistência ao fluxo de fluidos é maior quando comparada com a do eixo y (Fachri *et al.*, 2011, 2013a). Por outro lado, o  $K_y$  é obtido na direção paralela às falhas, onde o fluxo de fluidos vai encontrar menos barreiras e mais facilidade de fluir, e por isso se justifica a expressão desses valores maiores. Ao se comparar os dois modelos, nota-se que o modelo intermediário apresenta a limitação de ser composto pela unidade 4, o que pode mascarar o efeito de unidades de granulometrias mais finas na distribuição da permeabilidade.

Já no modelo de reservatório, a distribuição de permeabilidade se distribui em três grandes zonas, apresentando um aumento à medida que se aumenta a distância da falha. Na primeira zona, em termos de valores de permeabilidade, se assemelharia a uma zona de dano interna, visto que ela está a uma distância mais próxima da falha e possui uma densidade maior de estruturas mapeadas; a segunda zona se assemelharia a uma zona de dano externa e a terceira com uma zona transicional ou até mesmo o protólito. No entanto, como não foi possível mapear estruturas em toda extensão que compõe este modelo, logo estaríamos negligenciando a influência delas sob a distribuição da permeabilidade nele. E como visto nos demais modelos, a ocorrência de falhas secundárias ocasiona uma maior perturbação do meio, uma maior intensidade de deformação ao seu redor e pode reduzir drasticamente os valores de permeabilidade nessas regiões. A não identificação dessas zonas, pode impactar negativamente na produção de reservatórios, implicando num alto custo de produção para a indústria.

### **6.7. Conclusões**

A partir da análise de zonas de dano em afloramento e da construção de modelos geológicos, foi possível verificar o efeito de falhas e BD sob a distribuição da intensidade de deformação e da permeabilidade, identificando as principais semelhanças e diferenças na mesoescala, macroescala e na escala de reservatório. Assim as principais conclusões obtidas foram:

- A ocorrência de falhas secundárias e *clusters* no afloramento provoca um aumento na intensidade de deformação devido ao aumento da frequência de estruturas, fazendo com que as zonas de dano dessas estruturas gerem um impacto em meso e macro escala, a distribuição de fácies de falha e da permeabilidade;
- A presença de unidades sedimentares diferentes, afeta a distribuição da deformação e da permeabilidade. Assim, unidades de granulometria mais finas possuem maior intensidade de deformação, maiores frequências das fácies de falha H e M, maior conteúdo de argilominerais e menores valores de permeabilidade;
- Os valores de permeabilidade direcional  $K_x$  e  $K_y$  sempre apresentam reduções significativas nas regiões próximas às falhas, devido a ao efeito de compactação dessas estruturas, sendo que a disparidade de valores entre elas podem chegar até 3 ordens de magnitude de  $K_y$  em relação a  $K_x$ ;

- A ocorrência de falhas secundárias próximas uma da outra compacta as suas adjacências e gera um impacto local negativo na permeabilidade;

Por fim, foi possível observar que existe um padrão, o qual se repete nas diferentes escalas de observação no que diz respeito à disposição das zonas de dano e do impacto negativo da permeabilidade devido a ocorrência de falhas secundárias. Por isso, faz-se de extrema importância a identificação desses elementos pela possível afetação ao fluxo de fluidos nos reservatórios.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem a Schlumberger pela concessão da licença do *software* Petrel, à LAE (Laboratório de Análises Estratigráficas) da UFRN pelas análises feitas com o Gamaespectômetro e a Agência Nacional do Petróleo pelo fornecimento das seções sísmicas (ANP). Este trabalho foi executado a partir do convênio Petrobrás/ Universidade Federal de Campina Grande (TC 5850.0109438.18.9) coordenado pelo professor Francisco C. C. Nogueira.

### **7. Considerações finais e sugestões de trabalhos futuros**

Este trabalho possibilitou o entendimento da influência das bandas de deformação e das falhas na distribuição das fácies de falhas e da permeabilidade na zona de dano localizada na Falha Portalegre, através da compilação de dados de campo com a modelagem geológica 3D, permitindo então que se identificasse os principais elementos que exercem efeitos sobre essa distribuição. No entanto, ainda existem lacunas a serem preenchidas no que diz respeito a essas distribuições, devido à ausência de dados.

Assim, sugere-se que em trabalhos futuros, sejam levantados novos *scanlines*, na parede frontal do afloramento, a fim de que se possa verificar de fato a intensidade de deformação em cada uma das unidades sedimentares e nas adjacências do *scanline* maior, para que possam ser preenchidos os *GAPS*. Além disso, é importante que sejam adquiridas novas medidas de permeabilidade nos três pseudopoços que restam, no piso superior, e ao longo do *scanline* maior, para que então possam ser gerados modelos mais robustos e então sejam realizadas as simulações.



## 8. Referências Bibliográficas

- ALAPETITE, J.; LEFLON, B.; GRINGARTEN, E.; MALLET, J. *Stochastic modeling of fluvial reservoirs: the YACS approach*. Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 2005.
- DE ALMEIDA, F.F., HASUI, Y., BRITO NEVES, B.B., FUCK, R.A. *Brazilian structural provinces: an introduction*. Earth Sciences Review 17, 1-29. 1981.
- ANTONEILINI, M.; AYDIN, A., *Effect of Faulting on Fluid Flow in porous Sandstones; Petrophysical Properties*. Bull. Amer. Assoc. Petrol Geol, 78 (3), 355-377, 1994.
- ANTONELLINI, M.; AYDIN, A. *Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: geometry and spatial distribution*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 79, p. 642-671, 1995.
- ARAUJO, R. E. B.; BEZERRA, F. H. R., NOGUEIRA, F. C. C., BALSAMO, F., CARVALHO, B. R. B. M., SOUZA, J. A. B., MELO, A. C. C. *Basement control on fault formation and deformation band damage zone evolution in the Rio do Peixe Basin, Brazil*. Tectonophysics, 745(August), 117–131. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.08.011>. 2018
- AYDIN, A. *Small faults formed as deformation bands in sandstone*. Pure and Applied Geophysics 116, p. 913-930, 1978.
- AYDIN, A., BORJA, R.I. & EICHHUBL, P. *Geological and mathematical framework for failure modes in granular rock*. Journal of Structural Geology, 28, 83–98. 2006.
- BALLAS, G., H. FOSSEN, AND R. SOLIVA, *Factors controlling permeability of cataclastic deformation bands and faults in porous sandstone reservoirs*: Journal of Structural Geology, v. 76, p. 1–21. 2015.
- BALLAS, G., SOLIVA, R., BENEDICTO, A.; SIZUN, J.-P. *Control of tectonic setting and large-scale faults on the basin-scale distribution of deformation bands in porous sandstone (Provence, France)*: Marine and Petroleum Geology, v. 55, p. 142–159, 2014.
- BALSAMO, F.; CLEMENZI, L.; STORTI, F.; SOLUM, J.; TABERNER, C.; *Tectonic control on vein attributes and deformation intensity in fault damage zones affecting Natih platform carbonates, Jabal Qusaybah, North Oman*. Journal of Structural Geology. 122. 10.1016/j.jsg.2019.02.009. 2019.
- BARTOSZECK, M. K., MACHADO, A. M. L., ROSTIROLLA, S. P. *GeoGrid3D: a program to insert faults in 3D geological model for fluid simulation*. Revista Brasileira de Geociências, volume 42(3), 2012.

- BERG, S. S.; SKAR, T. *Controls on damage zone asymmetry of a normal fault zone: outcrop analyses of a segment of the Moab fault, SE Utah*. Journal of Structural Geology, [s.l.], v. 27, n. 10, p.1803-1822, out. 2005.
- BRAATHEN, A; TVERANGER, J; FOSSEN, H; SKAR, T; CARDOZO, N; SEMSHAUG, S. E.; BASTESSEN, E; SVERDRUP, E.; *Fault facies and its application to sandstone reservoirs*. AAPG Bulletin 2009; 93 (7): 891–917. doi: <https://doi.org/10.1306/03230908116>. 2009.
- BRAUN, O.P.G. *Geologia da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil*. DNPM/DGM, Rio de Janeiro, p. 23. 1969.
- CAINE, J. S.; EVANS, J. P.; FORSTER, C. B. *Fault zone architecture and permeability structure*. Geology, [s.l.], v. 24, n. 11, p.1025-1028, 1996.
- CARMICHAEL, T., AILLERES, L. *Method and analysis for the upscaling of structural data*. Journal of Structural Geology 83, 121- 133. 2019.
- CARVALHO, I.S. *Conchostráceos das bacias interiores do nordeste brasileiro: indicadores climáticos do cretáceo inferior*. In: Paleontologia: Cenários de Vida – Paleoclimas. Editora Intercência. Rio de Janeiro –RJ, Brasil,1993.
- CARVALHO, I.S.; MELO, J. H. G. *Bacias Interiores do Nordeste. Chapada do Araripe*. In: *Geologia do Brasil*, Edition: 1st, Chapter: Bacias Interiores do Nordeste, Publisher: BECA, pp.502-509, 2012.
- CARVALHO, I.de S.; MENDES, J.C.; COSTA, T. *The role of fracturing and mineralogical alteration of basement gneiss in the oil exhsudation in the Sousa Basin (Lower Cretaceous), Northeastern Brazil*. Journal Of South American Earth Sciences, [s.l.], v.47, p.47-54, nov. 2013.
- CASHMAN, S.; CASHMAN, K. *Cataclasis and deformation-band formation in unconsolidated marine terrace sand, Humboldt County, California*. Geology, 28, 111–114. 2000.
- CHESNAUX, R., ALLEN, D.M., JENNI, S. *Regional fracture network permeability using outcrop scale measurements*. Engineering Geology 108 (2009) 259–271.
- CHESTER, F.M., LOGAN, J.M.. *Implications for mechanical properties of brittle faults from observations of the Punchbowl fault zone, California*. Pure Appl. Geophysics. 124 (1-2), 79-106. 1986.
- COSENTINO, L. *Integrated reservoir studies*. Editions Technip., ISBN: 2-7108-0797-1, p: 310, 2001.
- DE CASTRO, D. L; OLIVEIRA, D. C; BRANCO, R. M. G. C. *On the tectonics of the Neocomian Rio do Peixe Rift Basin, NE Brazil: Lessons from gravity, magnetics, and radiometric data*. Journal of South American Earth Sciences, [s.l.], v. 24, n. 2-4, p.184-202, set. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2007.04.001>. 2007.
- DEUTSCH, C. V., Journel, A. G. *Geostatistical Software Library and User's Guide*. Oxford 961 University Press 2, 1–352. 1998.

- DERSHOWITZ, W. S.; HERDA, H. H. *Interpretation of fracture spacing and intensity*. Proceedings of the 33rd US Symposium on Rock Mechanics. Santa Fé, 1992, p. 757–766, 1992.
- FACHRI, M., A. ROTEVATN, AND J. TVERANGER, 2013a, *Fluid flow in relay zones revisited: Towards an improved representation of small-scale structural heterogeneities in flow models*: Marine and Petroleum Geology, v. 46, p. 144–164, doi:10.1016/j.marpetgeo.2013.05.016.
- FACHRI, M., J. TVERANGER, A. BRAATHEN, AND S. SCHUELLER, 2013b, *Sensitivity of fluid flow to deformation-band damage zone heterogeneity: A study using fault facies and truncated Gaussian simulation*: Journal of Structural Geology, v. 52, p. 60–79, doi:10.1016/j.jsg.2013.04.005.
- FACHRI, M., J. TVERANGER, N. CARDOZO, AND Ø. PETTERSEN. *The impact of fault envelope structures on fluid flow: A screening study using fault facies*: AAPG Bulletin, v. 95, no. 4, p. 619–648, doi:10.1306/09131009132. 2011.
- FARELL, N.J.C., HEALY, D., TAYLOR, C.W. *Anisotropy of permeability in faulted porous sandstones*. J. Struct. Geol. 63, 50–67. 2014.
- FLODIN, E. A., AYDIN, A., DURLOFSKY, L. A. E YETEN, B. *Representation of fault zone permeability in reservoir flow models*. Paper SPE 71617, presented at the SPE Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September – 3 October. 2001.
- FOSSSEN, H. *Deformation bands formed during soft-sediment deformation: Observations from SE Utah*. Marine and Petroleum Geology, [s.l.], v. 27, n. 1, p.215-222, jan. 2010.
- FOSSSEN, H.; SCHULTZ, R. A.; SHIPTON, Z. K.; MAIR, K. *Deformation bands in sandstones: a review*. Journal of the Geological Society, v. 164, p. 755-769, 2007.
- FOSSSEN, H; BALE, A. *Deformation bands and their influence on fluid flow*. AAPG Bulletin, [s.l.], v. 91, n. 12, p.1685-1700, dez. 2007.
- FRANÇOLIN, J.B.L.; SZATMARI, P. *Mecanismos de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira*. Ver. Bras. Geoc.,17(2): 196-207, 1987.
- FRANÇOLIN, J.B.L., COBBOLD, P.R., SZATMARI, P. *Faulting in the Early Cretaceous Rio do Peixe basin (NE Brazil) and its significance for the opening of the Atlantic*. J. Struct. Geol. 16, 647–661, 1994.
- GOGGIN, D. J., CHANDLER, M. A., KORCUREK, G. A., LAKE, L.W. 1988b. *Patterns of permeability in eolian deposits: page sandstone (Jurassic), northeastern Arizona*. SPE Formation Eval 3: 297–306.
- GOGGIN, J. THRASHER, R.L., LAKE, L.W. *A theoretical and experimental analysis of minipermeameter response including gas slippage and high velocity flow effects*. In Situ 12: 79–116. 1988a.
- JOHANSEN, S.E.; FOSSSEN, H. *Internal geometry of fault damage zones in siliclastic rocks*. 2008.

JOLLEY, S.J., DIJK, H., LAMENS, J.H., FISHER, Q.J., MANZOCCHI, T., EIKMANS, H., HUANG, Y. *Faulting and fault sealing in production simulation models: brent province, northern North Sea*. *Petrol. Geosci.* 13, 321–340. <https://doi.org/10.1144/1354-079306-733>. 2007.

KUNZLER, J. C. S. *Estimativa da recarga da bacia sedimentar do rio do peixe através da modelagem matemática do fluxo subterrâneo dissertação de mestrado. Pós-graduação em engenharia civil e ambiental. Centro de tecnologia e recursos naturais. Universidade federal de campina grande. Campina Grande, 2007.*

LOTHE, A. E., GABRIELSEN, R. H., BJØRNEVOLL, N., E LARSEN, B. T. *An experimental study of the texture of deformation bands: effects on the porosity and permeability of sandstones*. *Petroleum Geoscience*, Vol. 8 2002, pp. 195–207. 2002.

MACIEL, I.; DETTORI, A.; BALSAMO, F.; BEZERRA, F. H.; VIEIRA, M.; NOGUEIRA, F. C. C.; SALVIOLI-MARIANI, E.; SOUZA, J. A. B. *Structural Control on Clay Mineral Authigenesis in Faulted Arkosic Sandstone of the Rio do Peixe Basin, Brazil*. *Minerals*. 8. 408. [10.3390/min8090408](https://doi.org/10.3390/min8090408). 2018.

MANZOCCHI, T., CHILDS, C. & WALSH, J. J. *Faults and fault properties in hydrocarbon flow models*. *Geofluids* 10, 94–113.2010.

MEDEIROS, W.E., do Nascimento, A.F., Alves da Silva, F.C., Destro, N., Demétrio, J.G.A., *Evidence of hydraulic connectivity across deformation bands from field pumping tests: two examples from Tucano Basin, NE Brazil*. *Journal of Structural Geology* 32,1783–1791. 2010.

NICCHIO, Matheus A.; NOGUEIRA, Francisco C.C.; BALSAMO, Fabrizio; SOUZA, Jorge A. B.; CARVALHO, Bruno R. B. M; BEZERRA, Francisco H. R. *Development of cataclastic foliation in deformation bands in feldspar-rich conglomerates of the Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. *Journal of Structural Geology*, [s.l.], v. 107, p.132-141, fev. 2018.

NOGUEIRA, F. C. C., OLIVEIRA, M. S. de, CASTRO, D. L. de. *Estudo Magnético e Gravimétrico do Arcabouço Estrutural da Bacia Rio do Peixe-PB*, Universidade Federal do Ceará, *Revista de Geologia*, v.17, n. 1, p. 74-87, 2004

NOGUEIRA, F. C. C.; NICCHIO, M. A.; BALSAMO, F.; SOUZA, J. B. A.; SILVA, I. V. L.; BEZERRA, F. H. R.; VASCONCELOS, D. L.; CARVALHO, B.R.B.M. *The influence of the cataclastic matrix on the petrophysical properties of deformation bands in arkosic sandstones*. *Marine and Petroleum Geology*. 124. [10.1016/j.marpetgeo.2020.104825](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104825). 2021.

NOGUEIRA, F.C.C.; MARQUES, F. O.; BEZERRA, F. H. R.; DE CASTRO, D. L.; FUCK, R. A. *Cretaceous intracontinental rifting and post-rift inversion in NE Brazil: Insights from the Rio do Peixe Basin*. *Tectonophysics*, v.644–645, p.92–107, 2015.

OGILVIE, S. R.; GLOVER, P. W. J. *High resolution petrophysical measurements of deformation bands in sandstones*. *Physics and Chemistry of the Earth*, [s.l.], v. 26, n. 1-2, p.27-32, out. 2001.

OLIVEIRA, M.E.; SILVA, F.C.A. *A importância da estratigrafia mecânica no desenvolvimento de falhas e juntas em contexto de bacias sedimentares: contribuição de modelos experimentais*. Geologia USP. Série Científica, São Paulo, v. 16, n. 3, p. 39-55, oct. 2016.

OLIVEIRA, L. S. B. *Estratigrafia mecânica e análise estrutural em arenitos afetados por bandas de deformação na Bacia Rio do Peixe, NE Brasil*. Dissertação de mestrado. Campina Grande, Universidade Federal de Campina Grande, 2019

ORTEGA, O. J.; MARRETT, R. A.; LAUBACH, S. E. *A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement*. AAPG Bulletin, v. 90, n. 2, p. 193–208, 2006

PONTES, C. C. C. *Propriedades físicas de arenitos afetados por bandas de deformação nos diferentes elementos arquiteturais de uma zona de falha*. Dissertação de mestrado, Campina Grande, Universidade Federal de Campina Grande, 2017

PONTES, C. C.C., NOGUEIRA, F. C.C., BEZERRA, F.H.R., BALSAMO, F., S. MIRANDA, T., NICCHIO, M. A., SOUZA, J. A.B., CARVALHO, B. R. B. M. *Petrophysical properties of deformation bands in high porous sandstones across fault zones in the Rio do Peixe Basin, Brazil*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 114 (2019) 153–163. 2019.

PYREZ M., CATUNEARU O. & DEUTSCH C. V. *Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes*. AAPG Bulletin, **89** (2): 177–191. 2005.

QU, D; TVERANGER, J. *Incorporation of deformation band fault damage zones in reservoir models*. Aapg Bulletin, [s.l.], v. 100, n. 03, p.423-443, mar. 2016.

RAWLING, G.C.; GOODWIN, L.B. *Cataclasis and particulate flow in faulted, poorly lithified sediments*. Journal of Structural Geology, 25, 317–331, 2003.

ROHMER, J.; NGUYEN, K.; TORABI, A. *Off-fault shear failure potential enhanced by high-stiff/low-permeable damage zone during fluid injection in porous reservoirs*. Geophysical Journal International. 202. 10.1093/gji/ggv225. 2015.

SAILLET, E., WIBBERLEY, C.A.J., *Permeability and flow impact of faults and deformation bands in high-porosity sand reservoirs: Southeast Basin, France, analog*. AAPG Bull. 97 (3), 437-464. 2013.

SCHUELLER, S.; BRAATHEN, A.; FOSSEN, H.; TVERANGER, J. *Spatial distribution of deformation bands in damage zones of extensional faults in porous sandstones: Statistical analysis of field data*. Journal of Structural Geology. 52. 148-162. 10.1016/j.jsg.2013.03.013. 2013.

SENANT, J.; POPOFF, M. *Les bassin du Rio do Peixe (NE Brésil): extension intracontinentale crétacée et réactivation des grands cisaillements ductiles pan-africains*. Paris: Comptes Rendus de l'Académie de Sciences, n. 308, série II, p. 1613-1619, 1989.

SHIPTON, Z. K.; COWIE, P. A. *A conceptual model for the origin of fault damage zone structures in high-porosity sandstone*. Journal of Structural Geology, 25, 333-344. 2003.

SILVA, J. G. F.; CÓRDOBA, V. C.; CALDAS, L. H. O. *Proposta de novas unidades litoestratigráficas para o Devoniano da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil*. Brazilian Journal Of Geology, [s.l.], v. 44, n. 4, p.561-578, 1 dez. 2014.

SOLUM, J.; BRANDENBURG, J.P.; NARUK, S.; KOSTENKO, O.; WILKINS, S.; SCHULTZ, R. *Characterization of deformation bands associated with normal and reverse stress states in the Navajo Sandstone, Utah*. Aapg Bulletin - AAPG BULL. 94. 1453-1475. 10.1306/01051009137. 2010.

SOUZA, D. H. S.; NOGUEIRA, F. C. C.; VASCONCELOS, D. L.; TORABI, A; J. A. B.; NICCHIO, M. A, PEREZ, Y. A. R.; BALSAMO, F. *Growth of cataclastic bands into a fault zone: A multiscalar process by microcrack coalescence in sandstones of Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. Journal of Structural Geology. 146. 104315. 10.1016/j.jsg.2021.104315. 2021.

SRIVASTAVA, N.K.; CARVALHO, I.S. *Bacias do Rio do Peixe*. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, Informativo Phoenix, n. 71, p. 1-4, 2004.

TORABI, A.; ELLINGSEN, T.S.S.; JOHANNESSEN, M.U.; ALAEI, B; ROTEVATN, A.; CHIARELLA, D. *Fault zone architecture and its scaling laws: where does the damage zone start and stop?*. Geological Society, London, Special Publications, [s.l.], p.2000-2018, 7 ago. 2019c.

TORABI, A; FOSSEN, H; BRAATHEN, A. *Insight into petrophysical properties of deformed sandstone reservoirs*. AAPG Bulletin. American Association of Petroleum Geologists AAPG/Datapages, [s.l.], v. 97, n. 4, p.619-637, abr 2013.

TORABI, A; BERG, S. *Scaling of fault attributes: A review*. Marine and Petroleum Geology - MAR PETROL GEOL. 28. 1444-1460. 10.1016/j.marpetgeo.2011.04.003. 2011.

TVERANGER, J.; BRAATHEN, A.; SKAR, T.; SKAUGE, A. *Centre for Integrated Petroleum Research—Research activities with emphasis on fluid flow in fault zones*: Norwegian Journal of Geology, v. 85, p. 63–71, 2005.

VASCONCELOS, D. L.; MARQUES, F. O.; NOGUEIRA, F. C. C.; PEREZ, Y. A. R.; BEZERRA, F. H. R.; STOHLER, R. C.; SOUZA, J. A. B. (2021). *Tectonic inversion assessed by integration of geological and geophysical data: The intracontinental Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. Basin Research. 33. 10.1111/bre.12491.

WISEUR, S. *Stochastic Boolean simulations of fluvial deposits: a new approach combining accuracy with efficiency*. Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 1999.

WENDLAND, E., PIZARRO, M. L. P. *Modelagem computacional do fluxo unidimensional de água em meio não saturado do solo*. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Engenharia Agrícola, Jaboticabal, v.30, n.3, p.424-434.2010.

ZULUAGA, L.F., ROTEVATN, A., KEILEGAVLEN, E., FOSSEN, H. *The effect of deformation bands on simulated fluid flow within fault-propagation fold trap types: lessons from the San Rafael monocline, Utah*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 100, 1523–1540. 2016.

