



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

AMANDA DA CONCEIÇÃO EVARISTO DA SILVA

**EFEITO DAS ESTRUTURAS DE LINKAGEM NO FLUXO DE FLUIDOS EM ZONA  
DE FALHA DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO NA BACIA RIO DO PEIXE,  
NORDESTE DO BRASIL**

CAMPINA GRANDE - PB

2022

AMANDA DA CONCEIÇÃO EVARISTO DA SILVA

**EFEITO DAS ESTRUTURAS DE LINKAGEM NO FLUXO DE FLUIDOS EM ZONA  
DE FALHA DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO NA BACIA RIO DO PEIXE,  
NORDESTE DO BRASIL**

Trabalho de dissertação apresentado à Universidade Federal de Campina Grande como um dos requisitos do Programa de Pós-Graduação Petrolífera e Mineral para obtenção do grau de Mestre.

**Orientador:** Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira.

**Coorientador:** Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez.

CAMPINA GRANDE - PB

2022

S586e

Silva, Amanda da Conceição Evaristo da.

Efeito das estruturas de linkagem no fluxo de fluidos em zona de falha de bandas de deformação na Bacia Rio do Peixe, Nordeste do Brasil / Amanda da Conceição Evaristo da Silva. – Campina Grande, 2022.

88 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2022.

"Orientação: Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira; Coorientação: Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez".

Referências.

1. Tecnologia do Petróleo. 2. Estrutura de Linkagem. 3. Modelagem de Permeabilidade. 4. Modelagem de Porosidade. 5. Simulação de Fluxo. 6. Bandas de Deformação. 7. Zonas de Falha. 8. Bacia Rio do Peixe. I. Nogueira, Francisco César Costa. II. Péres, Yoe Alain Reyes. III. Título.

CDU 665.6(043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
POS-GRADUACAO EXP. PETROLIFERA E MINERACAO  
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

## **FOLHA DE ASSINATURA PARA TESES E DISSERTAÇÕES**

**Amanda da Conceição Evaristo  
da Silva**

**EFEITO DAS ESTRUTURAS DE  
LINKAGEM NO FLUXO DE  
FLUIDOS EM ZONA DE FALHA  
DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO  
NA BACIA RIO DO PEIXE,  
NORDESTE DO BRASIL.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em exploração petrolífera e mineral - PPGEPM-UFCG como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em exploração petrolífera e mineral.

Aprovada em: 22/04/2022

Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira - Orientador - UFCG

Prof. Dr. David Lino Vasconcelos - Examinador Interno - UFCG

Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes - Examinador Externo - UFPE



Documento assinado eletronicamente por **David Lino Vasconcelos, Usuário Externo**, em 25/04/2022, às 12:28, 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 25/04/2022, às 15:22, 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**, em 12/05/2022, às 16:46, 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 **2319675** e o código CRC **507320BC**.

Dedico este trabalho à minha mãe, Edinalva Evaristo, cujo amor e esforços imensuráveis tornaram possíveis a minha formação acadêmica.

## AGRADECIMENTOS

Queria começar agradecendo ao meu orientador, Prof. Francisco César, que foi e continua sendo a minha maior inspiração na vida acadêmica. Sou muito grata ao senhor por ter acreditado em mim, e por num esforço hercúleo ter aberto muitas portas para os alunos da UFCG.

À Petrobras/UFCG pelo financiamento do projeto de pesquisa DEBRIP (TC 5850.0109438.18.9) ao qual minha dissertação faz parte; e à Schlumberger pelo fornecimento das licenças do Petrel® e do FrontSim®.

À todas as pessoas que fazem parte do LAPEP. Foram tantas horas com vocês, seja na frente de um computador ou sob o afável sol de Sousa; foram tantas dificuldades superadas; e tantos cafés, que vocês se tornaram para mim uma família. Tenho muito carinho por todos, mas preciso citar três de vocês que são uma das minhas fontes de inspiração pessoal e profissional. Igor Vinicius, a pessoa mais carismática e atenciosa que Deus colocou no mundo. Só de te ver, meus dias se tornavam mais leves, e posso afirmar que é uma verdadeira honra ter me tornado amiga sua. David Lino, a pessoa mais dedicada e capaz que eu já conheci, seja realizando uma interpretação sísmica ou apreciando uma cerveja, ele sempre é capaz de prender a atenção dos que o cercam pelo simples fato de ser bom no que faz. E também Yoe Alain, o nosso amado cubano, que não só tem uma história de vida inspiradora, como também se mostrou um professor excepcional e com o qual eu aprendi bastante.

À minha dupla acadêmica, amiga e pessoa excepcional, Maria Eduarda, que também atende por Amanda. Faz sete anos que nós dividimos e superamos juntas os fardos da vida acadêmica e eu preciso te agradecer muito por ter tornado ele leve e por nunca ter me deixado desistir, mesmo quando os obstáculos pareciam impossíveis de superar. Sou muito grata por te ter na minha vida, você é uma pessoa única e de um coração sem tamanho.

À minha família e meus irmãos de coração. Se eu tivesse um milhão de páginas para falar sobre o meu amor por cada um de vocês, elas não seriam suficientes para expressar o quanto eu sou grata por tê-los em minha vida. Vocês têm e sempre terão um lugar muito grande no meu coração. Não vou citar nenhum pois os Evaristos são incontáveis.

Por último, mas não menos importante, eu queria agradecer a Deus. Queria agradecer-Lo pelo dom da vida e por ter me dado forças para continuar a lutar mesmo nos dias em que eu não mereci. Hoje eu sei que só o amor de Deus poderia me permitir chegar tão longe e ter colocado tantas pessoas maravilhosas na minha vida.

*“Don't hide yourself in regret.*

*Just love yourself and you're set.*

*I'm on the right track, baby.*

*I was born this way”.*

***Lady Gaga.***

## RESUMO

O objetivo principal desse trabalho foi analisar o efeito das estruturas de linkagem associado a coalescência de bandas de deformação em uma zona de falha nas propriedades de reservatório, e como elas irão influenciar no fluxo de fluidos de um reservatório siliciclástico. Para tanto, foi selecionado um afloramento na Bacia Rio do Peixe, onde foram levantados e compilados dados petrofísicos (permeabilidade e porosidade), estruturais (direção, frequência, espessura e tipologia) e posteriormente aplicados na geração de quatro modelos de reservatório. Esses modelos foram aplicados na simulação de fluxo utilizando linhas de corrente para duas diferentes estratégias de desenvolvimento, com um poço produtor de óleo e um poço injetor de água. Foram gerados relatórios quinzenais, para um período de produção de 10 anos, abrangendo a visualização das saturações de fluidos e parâmetros de produção nesse período. A análise da permeabilidade mostrou que a intensidade de deformação é inversamente proporcional a permeabilidade dos arenitos. Além disso, foi evidenciado que a incidência das bandas de deformação é fator gerador de anisotropia de permeabilidade nas rochas hospedeiras, sendo as medidas realizadas paralelas ao mergulho das bandas a de maior permeabilidade, enquanto as medidas realizadas ortogonais ao mergulho das bandas a de menor permeabilidade. Com base na intensidade de deformação (DB/m), propomos uma nova classificação de fácies de falha para representar zonas de falha de bandas de deformação: fácies A (> 11 BD/m), fácies M (10-6 BD/m), fácies B2 (5-2 BD/m), fácies B1 (2-1 BD/m) e fácies ND (0 BD/m). A análise da relação espacial das fácies de falha mostrou que essas se distribuem lateralmente, e que a fácies A e M estão correlacionadas com zonas de *clusters*. Além disso, vimos que as estruturas de linkagem tem mais impacto na produtividade quando comparadas com as estruturas *singles*. Evidenciamos ainda que uma zona de falha composta por bandas de deformação não irá compartimentar um reservatório petrolífero, mas sim a restringir o fluxo através da zona de falha. Para os quatro cenários analisados, a presença das bandas de deformação se mostrou responsável por antecipar o *water breakthrough*, por reduzir o volume de óleo recuperado e aumentar a produção de água de um reservatório petrolífero. Esses fatores foram influenciados pela canalização promovida pela arquitetura da rede de bandas e suas características específicas. Concluímos que a deformação irá impactar negativamente na produtividade dos reservatórios petrolíferos quando analisada a produção através dessa zona de falha.

**Palavras-chave:** Estrutura de linkagem. Modelagem de permeabilidade. Modelagem de porosidade. Simulação de fluxo. Bandas de deformação. Zonas de falha. Bacia Rio do Peixe.

## ABSTRACT

The main objective of this work is to analyze the effect of hard-linking structures, associated with the coalescence of deformation bands in a fault zone, on the reservoir properties and how they will influence the fluid flow of a siliciclastic reservoir. Therefore, we selected an outcrop in the Rio do Peixe Basin, where petrophysical (permeability and porosity) and structural data (direction, frequency, thickness, and typology) were collected, compiled, and subsequently applied to generate four reservoir models. These models were applied in flow simulation using streamlines for two different development strategies, with an oil-producing well and a water injection well. Biweekly reports were generated, for a production period of 10 years, covering the visualization of fluid saturations and production parameters. The permeability analysis showed that the deformation intensity is inversely proportional to the sandstone permeability. Furthermore, we evidenced that the incidence of deformation bands is a factor that generates anisotropy of permeability in the host rocks, with the measurements performed parallel to the dip of the bands the ones with the highest permeability, while the measurements performed orthogonal to the dip of the bands the ones with the lowest permeability. Based on strain intensity (DB/m), we propose a new classification of fault facies to represent fault zones of strain bands: facies A ( $> 11$  BD/m); facies M (10-6 BD/m); facies B2 (5-2 BD/m); facies B1 (2-1 BD/m); and facies ND (0 BD/m). We analyse the spatial relationship of fault facies, and we observe that they have lateral distribution. We also see that facies A and M are associated with cluster zones. Besides that, we have seen that hard-linking deformation bands have more impact on productivity when compared to single structures. We show that a fault zone composed of deformation bands will not compartmentalize an oil reservoir, but it will restrict the flow through the fault zone. For the four scenarios analyzed, the presence of deformation bands was responsible for anticipating the water breakthrough, reducing the volume of recovered oil, and increasing the water production from an oil reservoir. These factors were influenced by the channeling promoted by the architecture of the band network and its specific characteristics. We conclude that the deformation will negatively impact the productivity of oil reservoirs when analyzing the production through the fault zone.

**Keywords:** Hard-linking deformation bands. Permeability modeling. Porosity modeling. Flow simulation. Deformation bands. Fault zones. Rio do Peixe Basin.

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....</b>                                 | <b>1</b>  |
| 1.1. Apresentação.....   | 1         |
| 1.2. Objetivos .....   | 2         |
| 1.3. Localização da área de estudo.....                              | 2         |
| <b>CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE .....</b>                             | <b>5</b>  |
| 2.1. Bandas de deformação .....                                      | 5         |
| 2.2. Gênese e evolução de bandas de deformação .....                 | 7         |
| 2.3. Petrofísica em bandas de deformação .....                       | 9         |
| 2.4. Modelagem de zona de falha .....                                | 10        |
| 2.5. Simulação numérica em zona de falha.....                        | 13        |
| <b>CAPÍTULO 3 – ARTIGO CIENTIFÍCO.....</b>                           | <b>16</b> |
| 3.1. INTRODUÇÃO.....   | 16        |
| 3.2. CONTEXTO GEOLÓGICO.....   | 18        |
| 3.3. MATÉRIAS E MÉTODOS.....   | 20        |
| 3.3.1. Aquisição de dados.....                                       | 21        |
| 3.3.1.1. Mapeamento e análise estrutural. ....                       | 21        |
| 3.3.1.2. Fácies de falha. ....                                       | 22        |
| 3.3.1.3. Permeabilidade <i>in situ</i> .....                         | 23        |
| 3.3.2. Modelagem.....  | 25        |
| 3.3.3. Simulação numérica .....                                      | 27        |
| 3.4. RESULTADOS .....  | 29        |
| 3.4.1. Mapeamento e análise estrutural das bandas de deformação..... | 29        |
| 3.4.2. Fácies de falha.....  | 31        |
| 3.4.3. Permeabilidade <i>in situ</i> .....                           | 33        |
| 3.4.4. Modelagem.....  | 38        |
| 3.4.5. Simulação de fluxo.....                                       | 43        |

|  |           |
|--|-----------|
| 3.5. DISCUSSÃO .....   | 45        |
| 3.5.1. Anisotropia de permeabilidade em três orientações do plano de falha ..... | 45        |
| 3.5.2. Estruturas de linkagem e bandas single no fluxo de fluidos .....          | 48        |
| 3.5.3. Bandas de deformação e a produtividade do reservatório.....               | 49        |
| 3.6. CONCLUSÕES .....  | 51        |
| <b>CAPÍTULO 4 – INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES.....</b>                  | <b>52</b> |
| <b>REFERÊNCIAS .....</b>   | <b>53</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 – Mapa de localização da área de estudo e suas formações. (A) Mapa das principais bacias sedimentares do NE do Brasil. Bacias sedimentares: Ar = Bacia do Araripe; Ig = Bacia do Iguatu; Pb = Bacia da Paraíba; Po = Bacia Potiguar; BRP = Bacia Rio do Peixe. Zonas de cisalhamento: ZCPa = Zona de Cisalhamento Patos; ZCPoA = Zona de Cisalhamento Portalegre; ZCPe = Zona de Cisalhamento Pernambuco. (B) Mapa da Bacia Rio do Peixe com localização do Afloramento 1. Adaptado de Françolin, Cobbold e Szatmari (1994), Nogueira et al. (2015) e Torabi et al. (2021)..... | 4  |
| Figura 2.1 - Classificação das bandas de deformação quanto ao mecanismo de deformação. Adaptado de Fossen et al. (2007). .....   | 6  |
| Figura 2.2 - Modelo esquemático dos elementos referentes ao coalescimento e linkagem de bandas de deformação. Onde: $\theta$ - ângulo de interação máxima; $\beta_2$ - ângulo entre $\sigma_2$ e o traço do plano intermediário na seção horizontal (seção X-Y); L - comprimento; S - espaçamento lateral; 2d - distância linear. Adaptado de Souza et al. (2021).....   | 8  |
| Figura 2.3 – Fluxograma generalizado da simulação com linhas de fluxo. Adaptado de Al-Najen et al. (2013).....   | 14 |
| Figura 3.1 - Mapa geológico da Bacia Rio do Peixe. BRP = Bacia Rio do Peixe. Adaptado de Françolin, Cobbold e Szatmari (1994); Nogueira et al. (2015) e Nicchio et al. (2018).....   | 20 |
| Figura 3.2 – Fluxograma resumido das atividades desenvolvidas durante o trabalho. As cores indicam as diferentes etapas de desenvolvimento. ....   | 21 |
| Figura 3.3 – Imagem de VANT do afloramento 1 mostrando a localização das <i>scanlines</i> e os locais de retirada de amostras aplicadas na determinação da porosidade por Febbrari (2017) (Círculos em azul) e por Torabi et al. (2021) (Círculos em amarelo). As linhas em branco representam a extensão das <i>scanlines</i> adquiridas perpendicularmente ao <i>set</i> principal de bandas (E-W). As linhas em vermelho representam as <i>scanlines</i> adquiridas ao longo das bandas. O retângulo em preto define as fronteiras aplicados na modelagem do presente trabalho. ....    | 22 |
| Figura 3.4 – Tipos de transição de acordo com a ordem de ocorrência das fácies. Essa transição pode ser do I, II, III e IV quando a diferença entre as fácies for 1, 2,3 ou 4, respectivamente. . Onde: >11 BD/m = fácies A; 6-10 BD/m = fácies M; 3–5 BD/m = fácies B2; 1–2 BD/m = fácies B1; e 0 BD/m = fácies ND. Adaptado de Qu e Tveranger (2016). ....   | 23 |

- Figura 3.5 – (A) Imagem de VANT indicando os pontos de aquisição de permeabilidade *in situ*. (B) Planos polidos para aquisição de permeabilidade do ponto CL-05. (D) Direções de aquisição de permeabilidade. O plano em cinza representa a geometria da banda de deformação no espaço. ....25
- Figura 3.6 – Malha de poços usados na simulação de fluxo. Caso 1 em banco e Caso 2 em vermelho. As linhas em preto mostram a interpretação estrutural do afloramento.....28
- Figura 3.7 – Mapeamento estrutural das bandas de deformação. As cores representam as diferentes orientações e elementos arquiteturais (*single* e *cluster*). .....30
- Figura 3.8 – Proporção das fácies de falha do Afloramento 1. (A) Segundo Qu e Tveranger (2016), onde >20 BD/m, fácies H; 6-20 BD /m, fácies M; 1–5 BD/m, fácies L; e 0 BD/m, fácies U.; (B) Classificação usada nesse estudo, onde >11 BD/m = fácies A; 6-10 BD/m = fácies M; 3–5 BD/m = fácies B2; 1–2 BD/m = fácies B1; e 0 BD/m = fácies ND..... 32
- Figura 3.9 – (A) Gráfico da variação de permeabilidade para as estruturas *single*, *cluster* e entre bandas. (B) Gráfico da variação de permeabilidade para as estruturas *single*, *cluster* e entre bandas individualizado por direção de medição. D.P. = Desvio Padrão. N = Tamanho da amostra. ....34
- Figura 3.10 - Modelos discretos de elementos de zona de falha: (A) Modelo Completo; (B) Modelo Sem Estruturas de Linkagem; (C) Modelo Sem Zona de Dano; (D) Modelo Não Deformado. Modelos de fácies de falha: (E) Modelo Completo; (F) Modelo Sem Estruturas de Linkagem; (G) Modelo Sem Zona de Dano; (H) Modelo Não Deformado. .... 39
- Figura 3.11 - Modelos de distribuição de porosidade: (A) Completo; (B) Sem Elementos de Linkagem; (C) Sem Zona de Dano; (D) Não Deformado. .... 39
- Figura 3.12 - Distribuição da permeabilidade para o Modelo Completo: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ .....41
- Figura 3.13 - Distribuição da permeabilidade para o Modelo Sem Elementos de Linkagem: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ ..... 42
- Figura 3.14 - Distribuição da permeabilidade para o Modelo Sem Zona de Dano: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ . .... 42
- Figura 3.15 - Distribuição da permeabilidade para o Modelo Não Deformado: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ . ....43

Figura 3.16 – Saturação de água na base do modelo para as simulações do Caso 1. Modelo Completo (COMPLETO): (A) 2 ano; (B) 6 anos; (C) 10 anos. Modelo Sem Estruturas de Linkagem (SEM EL): (D) 2 anos; (E) 6 anos; (F) 10 anos. Modelo Sem Zona de Dano (SEM ZD): (G) 2 anos; (H) 6 anos; (I) 10 anos. Modelo Não Deformado (ND): (J) 2 anos; (K) 6 anos; (M) 10 anos..... 44

Figura 3.17 – Produção acumulada de fluidos. (A) Caso 1. (B) Caso 2.....45

Figura B1 – Gráfico da variação da frequência das bandas de deformação com a distância para as *scanlines*: (A) SL-1; (B) SL-2; (C) SL-5; (D) SL-6; (E) SL-7; e (F) SL-8. Os locais aonde as *scanlines* cruzam os *clusters* são indicados na figura por setas em preto. A localização das *scanlines* está disponível na Figura 3.3. .... 88

Figura B2 – Gráfico da variação da frequência das bandas de deformação com a distância para as *scanlines*: (A) SA-1; (B) SL-2. A localização das *scanlines* está disponível na Figura 3.3.88

**LISTA DE TABELAS**

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1 - Propriedades dinâmicas de simulação de fluxo. . ZD=Zona de Dano; EL=Estrutura de Linkagem; ND = Não Deformado. ....   | 28 |
| Tabela 2 – Distribuição da proporção das fácies de falha para os elementos discretos. ....   | 33 |
| Tabela 3 – Tabela dos valores de permeabilidade por direção de medição, X (58 medidas), Y (181 medidas) e Z (299 medidas). ....  | 35 |
| Tabela 4 – Medidas de dispersão da permeabilidade para as fácies de falha de acordo com a direção. DP = Dêsvio padrão. ....  | 37 |
| Tabela 5 – Medidas de dispersão da porosidade dos elementos de zona de falha do Afloramento 1. CL = <i>Cluster</i> , S = <i>Singles</i> , EB = Entre Bandas e ND = Não Deformado. .... | 39 |
| Tabela 6 – Resultados das simulações de fluxo. ZD = Zona de Dano; EL = Estruturas de Linkagem; ND = Não Deformado. ....  | 44 |

## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1. Apresentação

O presente trabalho foi desenvolvido pela aluna, Amanda da Conceição Evaristo da Silva, e apresentado a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) como um dos requisitos do Programa de Pós-Graduação Petrolífera e Mineral (PPGEPM) para obtenção do grau de Mestre. A etapa inicial do mestrado da aluna incluiu a sua participação no desenvolvimento e escrita do artigo científico, intitulado: “*Variation of thickness, internal structure and petrophysical properties in a deformation band fault zone in siliciclastic rocks*”. Esse artigo foi publicado no volume 133 da revista *Marine and Petroleum Geology*, em agosto 2021, e teve como autores: Anita Torabi, Fabrizio Balsamo, Francisco C.C. Nogueira, David L. Vasconcelos, Amanda C.E. Silva, Francisco H.R. Bezerra, Jorge A.B. Souza, nessa ordem. Em adição, um segundo trabalho, este sob autoria principal da aluna Amanda da Conceição Evaristo da Silva está sendo proposto nesta dissertação. Este trabalho tem como título: “Efeito das estruturas de linkagem no fluxo de fluidos em zona de falha de bandas de deformação na Bacia Rio do Peixe, Nordeste do Brasil”, o qual será submetido em uma revista especializada no assunto após as sugestões dos membros que compõem esta banca examinadora.

A seguir serão apresentados os métodos e resultados obtidos pela aluna durante os dois anos de desenvolvimento do seu projeto de pesquisa no Laboratório de Pesquisa em Exploração Petrolífera (LAPEP) da UFCG. O LAPEP faz parte dos laboratórios cadastrados na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com linha de pesquisa em exploração e produção de petróleo e gás. O projeto atual desse laboratório, Bandas de deformação Rio do Peixe: análise multiescalar e geração de banco de dados geofísicos, modelagem e simulação numérica (DEBRIP), tem como objetivo analisar o efeito de zonas de falhas, compostas por bandas de deformação, nas propriedades de reservatório de rochas siliciclásticas da Bacia Rio do Peixe (BRP). Essa análise é realizada através de uma abordagem multiescalar, buscando o desenvolvimento de técnicas de *upscaling* que possibilitem a correlação de propriedades em diferentes escalas de análise. As análises e resultados obtidos pelo presente trabalho fazem parte do projeto (DEBRIP) e foram realizadas sob orientação do Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira e do Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez.

Optamos por dividir a presente dissertação em quatro diferentes capítulos, que incluíram: (1) a apresentação e os objetivos do trabalho de dissertação; (2) estado da arte sobre bandas de deformação e modelagem e simulação numérica em zonas de falhas; (3) artigo

científico, a ser submetido em uma revista especializada no assunto; (4) integração dos resultados e conclusões obtidos. Além disso, consta em anexo (Anexo A) o trabalho em que a autora desta dissertação foi um dos coautores, como previamente descrito.

## 1.2. Objetivos

Esse trabalho tem por objetivos principais investigar como as estruturas de linkagem associada a coalescência de bandas de deformação em uma zona de falha irão afetar o fluxo de fluidos em meios porosos siliciclásticos e como sua presença irá impactar a performance do reservatório. Como objetivos específicos, pretendemos analisar o efeito de uma zona de falha composta por bandas de deformação nas propriedades físicas de reservatório de rochas siliciclásticas da BRP, para incorporar o impacto de bandas de deformação no campo de permeabilidade dos modelos 3D. Pretendemos também caracterizar a influência das estruturas de linkagem sobre o padrão de migração e acumulação de fluidos em reservatórios através da modelagem e simulação numérica. Além de analisar como diferentes padrões de injeção e as heterogeneidades da zona de dano, tais como permeabilidade, quantidade de planos intermediários e de elementos arquiteturais considerados, podem afetar a performance do reservatório. Por fim, pretendemos estudar se as das bandas de deformação serão fator gerador de anisotropia de permeabilidade nas três direções do plano das bandas, e como essa propriedade é afetada pela intensidade de deformação e pelo *strike* das bandas.

## 1.3. Localização da área de estudo

O presente trabalho terá como alvo de estudo o Afloramento 1 da BRP, informalmente denominado Utah, localizado próximo ao Alto de Santa Helena, um alto estrutural que delimita duas sub-bacias da BRP, a qual esta localizada no Nordeste do Brasil (Figura 1.1). Esse afloramento é composto por arenitos conglomeráticos arcoseanos da Formação Antenor Navarro e possui bandas de deformação na forma de *clusters*, com exposição vertical de mais de dois metros de altura, além de bandas de deformação na forma de *single* (PONTES et al., 2019; DE SOUZA et al., 2021; TORABI et al., 2021). O Afloramento 1 encontra-se próximo a dois segmentos da Falha Portalegre (VASCONCELOS et al., 2021) com diferentes direções: NE-SW e E-W. Em adição, Pontes et al. (2019) classificou a deformação ocorrida nesse afloramento como uma *single fault zone*, a qual consiste em uma zona de falha com um único núcleo envolto por uma zona de dano. Recentemente, Torabi et al. (2021) classificaram essa zona de falha como uma *deformation band fault zone*, que se diferencia de uma zona de falha típica por não apresentar rochas de falha em seu núcleo. A sua boa exposição lateral e vertical

fez desse afloramento um excelente laboratório de estudo para entendimento de zonas de falha de bandas de deformação. Os trabalhos de campo realizados na área de estudo incluíram: a aquisição de *scanlines* ao longo e perpendicular ao *cluster* principal; aquisição imagens de drone; aquisição de permeabilidade *in situ*; coletas de amostras para análises laboratoriais, tal como porosidade por petrofísica digital; mapeamento e análise estrutural.

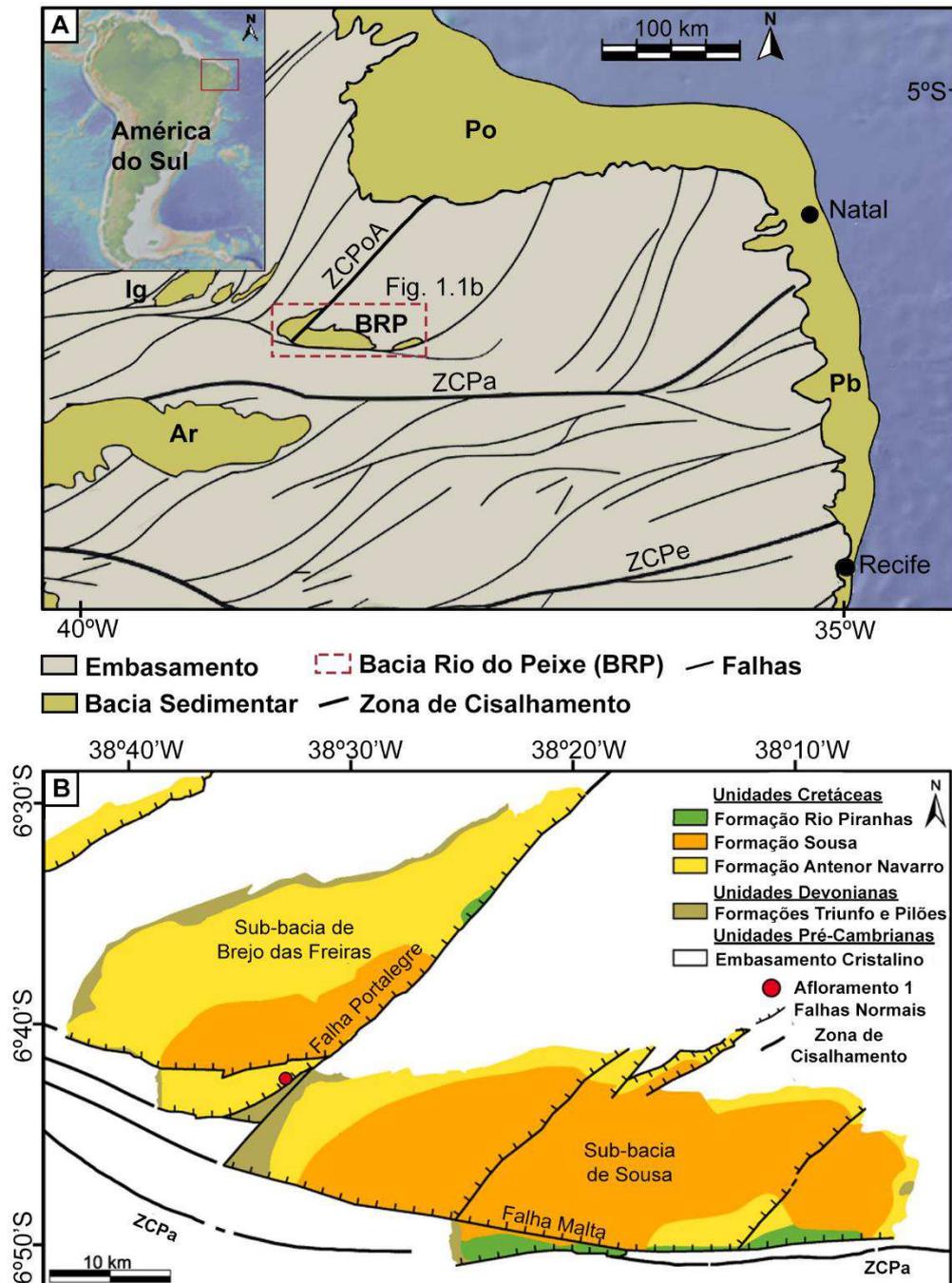


Figura 1.1 –Mapa de localização da área de estudo e suas formações. (A) Mapa das principais bacias sedimentares do NE do Brasil. Bacias sedimentares: Ar = Bacia do Araripe;

Ig = Bacia do Iguatu; Pb = Bacia da Paraíba; Po = Bacia Potiguar; BRP = Bacia Rio do Peixe. Zonas de cisalhamento: ZCPa = Zona de Cisalhamento Patos; ZCPoA = Zona de Cisalhamento Portalegre; ZCPe = Zona de Cisalhamento Pernambuco. (B) Mapa da Bacia Rio do Peixe com localização do Afloramento 1. Adaptado de Françaolin, Cobbold e Szatmari (1994), Nogueira et al. (2015) e Torabi et al. (2021).

## **CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE**

### **2.1. Bandas de deformação**

As bandas de deformação são estruturas normalmente encontradas em reservatórios siliciclásticos de elevada porosidade (TORABI; FOSSEN, 2009). Essas estruturas são conhecidas por alterar localmente as propriedades petrofísicas, geomecânicas, geométricas e texturais das rochas que as hospedam (FOSSEN et al., 2007; TORABI; FOSSEN; ALAEI, 2008; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021). Essas alterações na região deformada por banda são controladas por vários micromecanismos de deformação, dentre eles: a cataclase, promovendo o rearranjo, reorientação, fraturamento, quebra e esmagamento dos grãos (BALLAS; FOSSEN; SOLIVA, 2015); o fluxo granular, gerando deslizamento e rotação dos grãos (FOSSEN et al., 2007); e a dissolução e cimentação.

Dentre os critérios usados para classificar as bandas de deformação, o por mecanismos de deformação é útil quando tratamos de problemas relativos ao fluxo de fluidos (FOSSEN et al., 2007). Esses mecanismos deformacionais dependem da mineralogia, tamanho de grão, cimentação, porosidade e estágio de estresse das rochas (FOSSEN et al., 2007). Para essa classificação as bandas de deformação são divididas em 4 tipos principais (Figura 2.1): banda de desagregação; banda filossilicática; banda cataclástica; e banda de dissolução/cimentação (FOSSEN et al., 2007).

As bandas de desagregação (Figura 2.1A) são formadas pelo fluxo granular que abrange a rotação, deslizamento e reorganização dos grãos, sem que haja fraturamento dos mesmos (FOSSEN et al., 2007). Esse tipo de banda é geralmente encontrado em arenitos pobremente consolidados, e sua espessura irá variar de acordo com o tamanho de grão da rocha hospedeira (FOSSEN et al., 2007). A presença desse tipo de banda não irá impactar significativamente nas propriedades petrofísicas (TORABI; FOSSEN, 2009).

As bandas de deformação filossilicáticas (Figura 2.1B) podem ser consideradas um tipo de particular de banda de desagregação, formada quando o arenito possui mais de 10-15% de filossilicatos na sua composição (FOSSEN et al., 2007; TORABI, 2007). Esse tipo de banda também é formado pelo fluxo granular, porém este irá gerar o fraturamento dos grãos e causar fortes reduções nas propriedades petrofísicas (FOSSEN et al., 2007; TORABI, 2007).

As bandas de deformação cataclásticas (Figura 2.1C) são governadas pela fraturamento, quebra e abrasão dos grãos, mecanismo esse denominado cataclase (TORABI; FOSSEN, 2009). Esse mecanismo é responsável por gerar bandas com um núcleo deformado, mal selecionado e

com alta quantidade de matriz, inserido dentro de uma rocha compactada (FOSSSEN et al., 2007). A petrofísica dessas rochas é fortemente afetada pela presença das bandas (TORABI; FOSSSEN, 2009).

As bandas de deformação de dissolução e cimentação (Figura 2.1D) são controladas pelo mecanismo de cimentação e dissolução (TORABI; FOSSSEN, 2009). Esse tipo de banda geralmente ocorre ao longo de bandas de deformação já formadas, ou ainda, durante o seu processo deformacional (FOSSSEN et al., 2007).

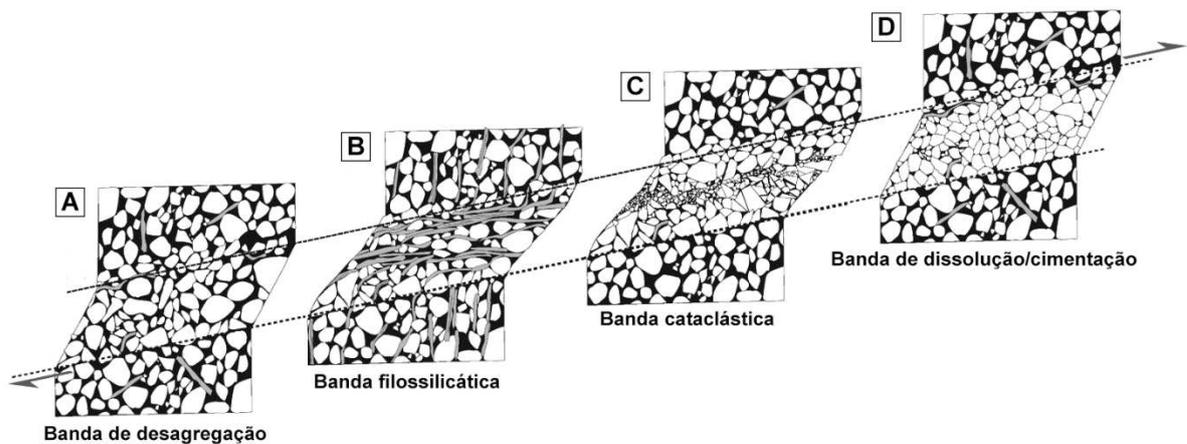


Figura 2.1 – Classificação das bandas de deformação quanto ao mecanismo de deformação. Adaptado de Fossen et al. (2007).

Estudos passados mostraram que as alterações geradas pela presença das bandas podem ocorrer também ao longo do comprimento das bandas, sendo fortemente influenciado pela espessura dessas estruturas (TORABI; ALIKARAMI, 2012) e pela intensidade de cataclase e compactação (TORABI; ALIKARAMI, 2012; NOGUEIRA et al., 2021). Além disso, temos que sua intensidade de deformação aumenta com a proximidade de um *cluster* de bandas, que por sua vez, podem variar em número e intensidade de bandas, de acordo com o nível de deformação a que as rochas foram submetidas (PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021).

Um dos principais problemas da presença das bandas de deformação em reservatórios, é que elas não são visíveis em escala sísmica (FOSSSEN et al., 2017), ficando seu estudo limitado à análise de poço e utilização de afloramentos análogos. O uso de afloramentos como análogos de reservatório são aplicáveis quando estes podem ser considerados compatíveis geologicamente (HOWELL; MARTINIUS; GOOD, 2014; HURST et al., 2016; MARQUES et al., 2020). Nesse contexto, arenitos arcoseanos da Formação Antenor Navarro na BRP vêm sendo frequentemente abordados como um importante análogo para o estudo de reservatórios

siliciclásticos compartimentados (e.g., ARAUJO et al., 2018; MACIEL et al., 2018; NICCHIO et al., 2018; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022). O uso de análogos associados a modelagem e simulação numérica do fluxo de fluidos são fundamentais na geração de novas metodologias para a descrição, modelagem e, principalmente, a predição da permeabilidade em subsuperfície (BOWMAN; SMYTH, 2016). Embora as bandas de deformação possuam espessuras milimétricas a centimétricas, seu impacto na redução da permeabilidade em um sistema formado por arenitos porosos pode ser de até seis ordens de grandeza (BALLAS; FOSSEN; SOLIVA, 2015). Sendo assim, a compreensão deste fenômeno e seu respectivo impacto no fluxo de fluidos em meio poroso é vital para o aumento do fator de recuperação destas acumulações, fazendo-se necessária a correta representação da influência destas estruturas de escala subsísmica nos modelos geológicos de reservatório.

## 2.2. Gênese e evolução de bandas de deformação

A deformação em arenitos porosos é inicialmente acomodada por estruturas deformacionais, denominadas bandas de deformação (FOSSEN et al., 2007). A subsequente formação de falhas de elevados rejeitos nesse tipo de rocha é ocasionada pela progressiva intensidade de deformação nas zonas de falhas construídas por bandas de deformação (FOSSEN et al., 2007). Esse processo de formação e desenvolvimento de zonas de falhas, em arenitos porosos já foi bastante estudado (JAMISON, 1989; SHIPTON; COWIE, 2001; DAVATZES; AYDIN, 2005; WIBBERLEY; PETIT; RIVES, 2007; DE SOUZA et al., 2021), inclusive em escala microestrutural, sendo descrito em termos de linkagem e reativação de microfissuras, denominados *microcracks*.

Os *microcracks* são microfraturas formadas perpendicularmente ou subperpendicularmente ao eixo de menor compressão (HEALY; JONES; HOLDSWORTH, 2006; DE SOUZA et al., 2021). Segundo Wang et al. (1996), a interação e coalescimento entre os *microcracks* estará diretamente ligado a taxa de variação da razão entre a distância linear ( $2d$ ) e o espaçamento lateral ( $S$ ) (Figura 2.2), independentemente do nível de estresse, do material e das condições de exposição.

No plano tridimensional, a coalescência é delimitada pelo valor crítico do ângulo formado entre o eixo tangente aos *microcracks* e o eixo de máxima compressão, sendo denominado ângulo de máxima interação ( $\theta$ ) (Figura 2.2) (HEALY; JONES; HOLDSWORTH,

2006; DE SOUZA et al., 2021). *Microcracks* que interagem com ângulo acima de  $\theta$  não se coalescem (HEALY, JONES; HOLDSWORTH, 2006; DE SOUZA et al., 2021). Além disso, os modelos de nucleação, crescimento e interação dessas estruturas são responsáveis por controlar os micromecanismos de falhas macroscópicas (HORII; NEMAT-NASSER, 1985).

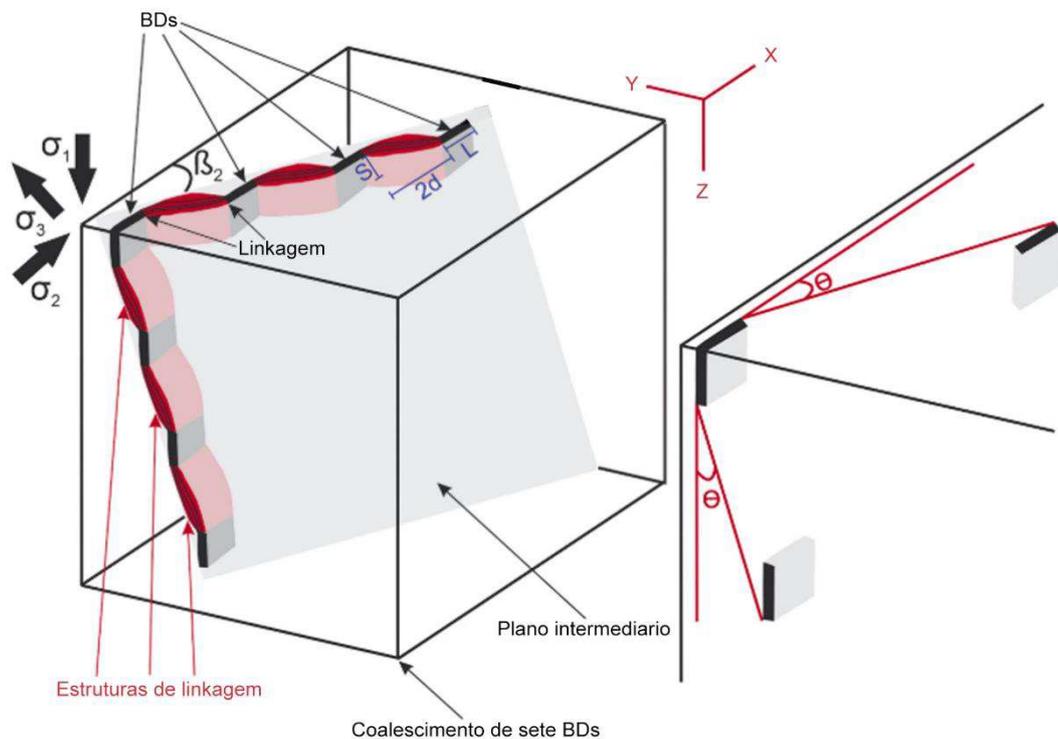


Figura 2.2 – Modelo esquemático dos elementos referentes ao coalescimento e linkagem de bandas de deformação. Onde:  $\theta$  - ângulo de interação máxima;  $\beta_2$  - ângulo entre  $\sigma_2$  e o traço do plano intermediário na seção horizontal (seção X-Y); L - comprimento; S - espaçamento lateral; 2d - distância linear. Adaptado de de Souza et al. (2021).

Quando em condições propícias, os *microcracks* de diferentes orientações se linkam formando uma estrutura única. O plano formado pelo coalescimento das bandas é denominado de plano intermediário (Figura 2.2) (DE SOUZA et al., 2021). Essa estrutura de ligação é chamada de estrutura de linkagem (COWIE; SORNETTE; VANNESTE, 1995) ou *microcracks* de ligação (COX; SCHOLZ, 1988; DE SOUZA et al., 2021), análogas as rampas de revezamento, responsáveis por conectar falhas adjacentes (COWIE, SORNETTE; VANNESTE, 1995).

É importante frisar que os termos “coalescência” e “linkagem” não são sinônimos (DE SOUZA et al., 2021). A linkagem se refere a conexão entre as terminações de estruturas com direções distintas. Já a coalescência refere-se a linkagem indireta ou processo de união de estruturas, localmente apresentando mesma direção.

### **2.3. Petrofísica em bandas de deformação**

Em reservatórios homogêneos a permeabilidade é considerada a mesma em todas as direções. Entretanto, ao desconsiderar a anisotropia de permeabilidade para reservatórios heterogêneos, podemos estar negligenciando fortes impactos nos fatores de recuperação desses reservatórios (TIAB; DOANLDSON, 2004). Estudos anteriores mostraram que as bandas de deformação são responsáveis por criar essas variações petrofísicas (FARRELL; HEALY; TAYLOR, 2014; FOSSEN et al., 2017).

Diversos estudos têm reportado o impacto das bandas de deformação nas propriedades petrofísicas, geomecânicas e microestruturais dos arenitos arcoseanos da Bacia Rio do Peixe (FEBBRARI, 2017; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al. 2021; TORABI et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022). É consenso entre esses autores que as bandas de deformação irão reduzir a permeabilidade e porosidade das rochas hospedeiras e que as maiores reduções se concentram na região de *cluster* seguido das estruturas *singles*.

Levando em conta apenas o tamanho de grão, foi visto que o aumento do tamanho de grão das rochas hospedeiras é concomitante ao aumento da permeabilidade (FOSSEN et al., 2017). Essa propriedade também será negativamente afetada pelo aumento da espessura e intensidade de deformação dessas estruturas (TORABI; ALIKARAMI, 2012; PONTES et al., 2019). Torabi et al. (2021) estudaram a geometria e as propriedades petrofísicas do mesmo afloramento alvo desse estudo (Afloramento 1, na Figura 1.1) na BRP. Esses autores mostraram que a permeabilidade, a espessura e número de bandas ao longo do núcleo da falha principal desse afloramento será afetado pelas distribuições geométricas dos seguimentos de falha. Os seguimentos mais espessos do núcleo dessa falha apresentaram menores valores de permeabilidade e porosidade (TORABI et al., 2021). O tamanho de grão, por sua vez, não sofre grandes alterações ao longo da falha (TORABI et al., 2021). O estudo da associação entre os valores de porosidade e permeabilidade apontam para a existência de uma relação logarítmica crescente entre essas propriedades (NELSON, 1994, BLENKINSOP; KRUHL; KUPKOVÁ,

2000, TORABI; FOSSEN; BRAATHEN, 2013).

Durante o estudo do fluxo de fluidos, a literatura diverge quanto ao impacto das variações petrofísicas provocadas pelas bandas de deformação na produtividade dos reservatórios. Por vezes, a capacidade selante de falhas compostas por bandas de deformação são apontadas como responsáveis pela baixa produtividade de poços de petróleo (HARPER; MOFTAR, 1985; HARPER; LUDIN, 1997), e outras vezes a presença das bandas foi responsável pelo aumento do volume de óleo recuperado (ROTEVATN et al., 2009; QU; TVERANGER, 2016; ROTEVATN et al., 2017).

No fluxo monofásico, a espessura e permeabilidade das bandas de deformação são os principais fatores controladores do fluxo de fluidos (FOSSEN et al., 2007). Porém, fatores como: a espessura da zona de dano, a proporção das fácies de falha (intensidade de deformação), a extensão dos *clusters* das fácies de falha e a frequência das bandas de deformação (distribuição das intensidade de deformação), podem afetar fortemente esse tipo de fluxo (FACHRI et al., 2013). Quando este é bifásico a pressão capilar também será relevante (MANZOCCHI et al., 2002; FOSSEN et al., 2007). Apesar disso, na prática, o fluxo irá depender de como se dá a variação da espessura das bandas de deformação e se o seu contraste de permeabilidade é de pelo menos três ordens de magnitude (FOSSEN et al., 2007; MEDEIROS et al., 2010; SOUZA et al., 2022). Fossen e Bale (2007), afirmam que as reduções de permeabilidade gerada pelas bandas de deformação podem chegar a 6 ordens de magnitude em casos extremos, e que a média dos dados presentes na literatura, até então, era de 2-3 ordens de magnitude.

Torabi e Fossen (2009) estudaram as variações microestruturais e petrofísicas ao longo das bandas de deformação em reservatórios areníticos. Segundo esses autores, as rápidas variações dessas propriedades, mesmo em escalas milimétricas, podem incapacitar as bandas de deformação como formadoras de selo e/ou trapa efetivo dentro de um sistema petrolífero. Entretanto, as heterogeneidades provocadas pelas bandas ainda podem ser um fator depreciador da produtividade desses reservatórios, tendo em vista o aumento da tortuosidade e sinuosidade do fluxo gerados pela presença das bandas de deformação (TORABI; FOSSEN, 2009).

#### **2.4. Modelagem de zona de falha**

O objetivo principal da modelagem geológica de bacias e sistemas petrolíferos é a redução dos riscos associados a exploração e produção de petróleo, auxiliando na resolução de problemas e na tomada de decisões importantes (AAPG, 2012). A maioria das técnicas de

modelagem geológica atuais são baseadas em modelos estatísticos ou probabilísticos e, portanto, podem ser chamadas de técnicas de modelagem estocástica (ALABERT; AQUITAINE; MODOT, 1992).

Segundo Seifert e Jensen (2000), a simulação estocástica permite realizar a distribuição espacial adequada das propriedades em estudo, respeitando os dados locais, ao mesmo tempo que tenta replicar as variações naturais das rochas. Dentre os diversos tipos de modelagem estocásticas existentes, a orientada a pixel e a orientada a objeto são as mais comumente aplicadas (ALABERT; AQUITAINE; MODOT, 1992; CONSENTINO, 2001; PÉREZ, 2008; PYRCZ; DEUTSCH, 2014). No modelo orientado a pixel, a variável modelada é considerada como função contínua aleatória do espaço, reproduzindo o variograma apresentado de acordo com o ponto inicial escolhido (ALABERT; AQUITAINE; MODOT, 1992; DEUTSCH, 2006; PÉREZ, 2008; DONOSO, 2016). Já no modelo orientado a objeto, a distribuição espacial é realizada pela sobreposição de geometrias, sendo este tipo de modelo aplicável para a modelagem de estruturas geológicas com geometria bem definida (ALABERT; AQUITAINE; MODOT, 1992; PÉREZ, 2008; DONOSO, 2016).

Do ponto de vista da engenharia, a modelagem pode ser usada para analisar as variações petrofísicas e estruturais que afetam o fluxo de fluidos em meios porosos, dentre elas as existentes em zonas de falha compostas por bandas de deformação (ALABERT; AQUITAINE; MODOT, 1992; SEIFERT; JENSEN, 2000).

Incorporar zonas de falha de elevada complexidade estrutural e petrofísica aos modelos de reservatório tem sido um desafio, tendo em vista a grande diferença de escala entre as bandas de deformação e os modelos gerados. Problemas como, tipo de malha, resolução do modelo e custo computacional, são muitas vezes contornados em detrimento do nível de detalhe dos modelos usados na simulação (QU; RØE; TVERANGER, 2015). Os modelos tradicionais 3D representam as falhas como uma descontinuidade no modelo, reproduzindo sua posição e rejeito, sem alteração das propriedades dessa região do modelo, como destacado por Tveranger et al. (2005). Entretanto as propriedades de fluxo podem mudar de acordo com as características dos elementos arquiteturais (núcleo, zona de dano e protólito) que compõem as zonas de falha, podendo representar uma barreira ou conduto ao fluxo de fluidos (CAINE; EVANS; FORSTE, 1996; TVERANGER et al., 2005; SILVA et al., 2022). Portanto, as variações de propriedades das zonas de falha devem ser incorporadas aos modelos de propriedades.

Muitos foram os avanços na busca por melhorar o detalhamento dessas zonas de falha. Qu, Røe e Tveranger (2015) desenvolveram um algoritmo para a incorporação as zonas de falha como um volume deformado, que poderia ser usado para adicionar as variações espaciais de propriedades de zona de falha.

No que diz respeito à incorporação do impacto das bandas de deformação nas propriedades petrofísicas aos modelos de propriedade, Rotevatn et al. (2009) geraram um mapa de tendência de distribuição espacial de seis classes de frequência de bandas de deformação, baseado no mapa de intensidade do afloramento. Essa tendência foi usada para condicionar a distribuição de permeabilidade para o resto do modelo. Os efeitos capilares e das reduções da porosidade foram desconsiderados.

O conceito de fácies de falha também tem sido usado para esse fim (SYVERSVEEN et al., 2006; FACHRI et al., 2013; FACHRI; ROTEVATN; TVERANGER, 2013; QU; TVERANGER, 2016; QU; TVERANGER; FACHRI, 2017; SILVA et al., 2022). Esse método realiza a individualização da zona de falha em objetos geológicos 3D, baseado na caracterização estrutural das bandas (FACHRI; ROTEVATN; TVERANGER, 2013). A caracterização dessas fácies já foi realizada de diversas maneiras, dentre elas: pela discretização de mapas de densidade (ou intensidade) de deformação obtidos em campo, que são individualizados em escalas de cores e associados às fácies de falha (FACHRI et al., 2013); pela expansão de uma pequena área de detalha aonde as bandas foram mapeadas, transformando a espessura das bandas de três milímetros em três metros (ROTEVATN et al., 2017); e pela análise de linhas de varredura (*scanlines*) da zona de dano, obtidas em afloramento (QU; TVERANGER, 2016; SILVA et al., 2022). Parâmetros como tendência proporcional, continuidade e relação espacial entre as fácies são incluídos durante a caracterização da fácies de falha da zona de dano. A partir dela, as bandas são então distribuídas em classes, de acordo com a intensidade de deformação, e modeladas com um simulador orientado a objeto. Em seguida, valores de permeabilidade e porosidade são associados às fácies de acordo com a intensidade de deformação. A permeabilidade efetiva pode ser calculada pelo método da média harmônica, que associa os valores de permeabilidade e comprimento das bandas e da rocha hospedeira, para o comprimento de célula do modelo (FACHRI; ROTEVATN; TVERANGER, 2013; QU; TVERANGER, 2016). A porosidade efetiva, por sua vez, pode ser obtida através da média aritmética entre os valores de porosidade da rocha hospedeira e da banda (FACHRI; ROTEVATN; TVERANGER, 2013; QU; TVERANGER, 2016). Qu e Tveranger (2016)

demonstram que a redução dos valores de porosidade da banda não irá afetar significativamente a porosidade das fácies de falha.

Por fim, estudos recentes tem aplicado dados sísmicos como condicionante para a distribuição das fácies de falha dentro da zona de dano (BOTTER et al., 2017; KOLYUKHIN et al., 2017). Além disso, Silva et al. (2022) apresentam uma nova abordagem para geração de modelos de permeabilidade efetiva usando a modelagem da zona de dano de uma falha a partir da delimitação de subdomínios na zona de dano e da caracterização de facies de falhas. O diferencial deste último trabalho foi o cálculo da permeabilidade efetiva levando em consideração as medidas desta propriedade na banda de deformação e no espaço entre banda (rocha hospedeira deformada). Souza et al. (2022), propuseram um cálculo semelhante para a análise da permeabilidade efetiva em zonas de falhas com bandas de deformação, no plano bidimensional.

Stohler (2021), por sua vez, realiza a modelagem da zona de falha condicionada aos diferentes ambientes deposicionais, gerando um modelo de fácies sedimentares. Em seguida, esse modelo é utilizado para controlar a modelagem petrofísica original do meio. Por conseguinte, o autor executa a imporação do impacto das bandas de deformação na permeabilidade, com base na intensidade de deformação, na direção e na permeabilidade dessas estruturas, gerando modelos de permeabilidade direcional equivalente.

## **2.5. Simulação numérica em zona de falha**

A simulação numérica de reservatórios de petróleo é aplicada para análise de desempenho sob condições operacionais diversas (ODEH, 1983). Ela nos permite prever o comportamento dinâmico dos fluidos em meios porosos, a fim de otimizar o posicionamento dos poços e o fator de recuperação dos reservatórios de petróleo, por exemplo.

Dentre os simuladores de fluxo aplicados para esse fim, o simulador de linhas de fluxo tem sido bastante usado para entender a relação entre injeção e produção, além de ser consideravelmente mais rápido do que os simuladores de fluxo padrão (SCHLUMBERGER, 2020). A Figura 2.3 apresenta um fluxograma generalizado da simulação com linhas de fluxo. A partir dos parâmetros rocha-fluidos incorporados ao modelo, esse simulador gera linhas de corrente para representar o padrão de fluxo do modelo simulado, sendo obtidas pelo cálculo de pressão do reservatório (AL-NAJEM et al., 2013; SCHLUMBERGER, 2020). Segundo PARENTE (2008), as linhas de fluxo representam o campo velocidade num determinado

instante, não devendo ser confundidas com o conceito de trajetória de uma partícula. As linhas de fluxo variam com o tempo e indicam o posicionamento de todas as partículas naquele instante, simulando, assim, o movimento do fluido (PARENTE, 2008).

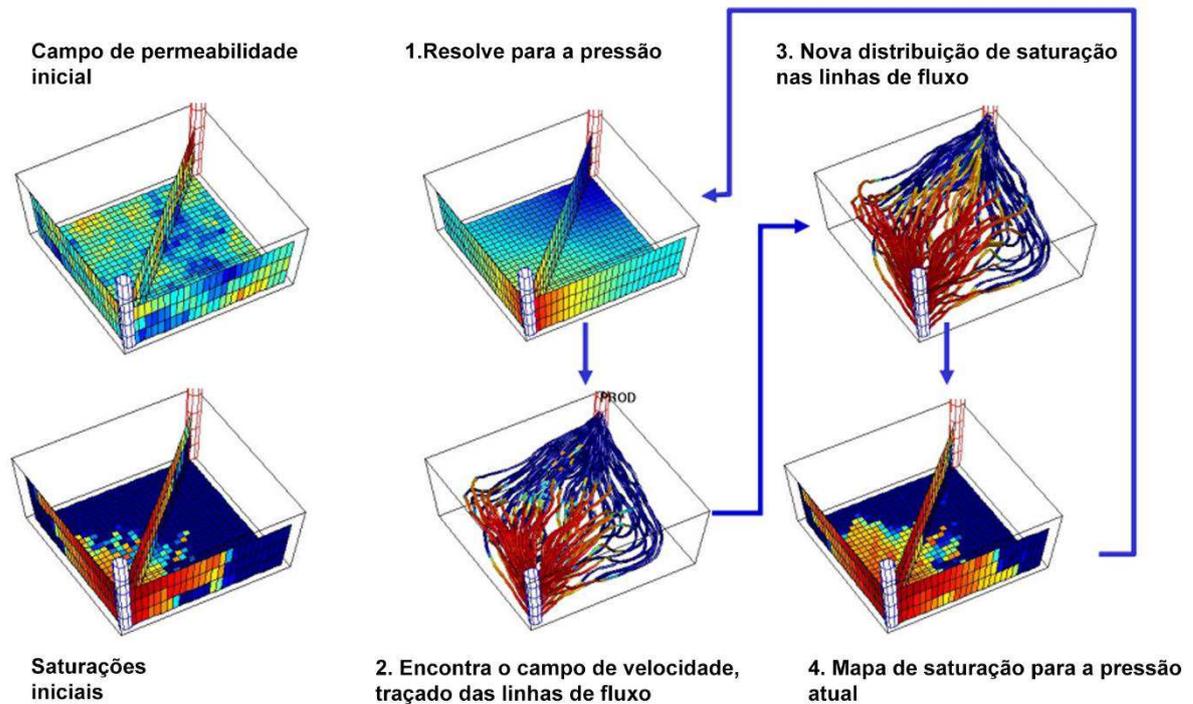


Figura 2.3 – Fluxograma generalizado da simulação com linhas de fluxo. Adaptado de Al-Najen et al. (2013).

A simulação de fluxo de fluidos também tem sido uma importante ferramenta para investigar o impacto da zona de dano composta por bandas de deformação na performance do reservatório (ROTEVATN et al., 2009; QU; TVERANGER (2016); FACHRI et al., 2013; FACHRI et al., 2016; STOHLER, 2021). Syversveen et al. (2006) compararam a simulação com linhas de fluxo de um modelo de falha tradicional, com um modelo usando as fácies de falha para individualizar a zona de falha. Os autores viram que o fluxo na zona de falha será maior e mais espalhado quando aplicado o conceito de fácies de falha. Outro fator importante observado, é que a o fluxo vertical será controlado pelas fácies de falha. Nos métodos tradicionais as variações verticais de permeabilidade não tem base geologica (SYVERSVEEN et al., 2006).

Souza et al. (2022) analisaram o impacto das bandas de deformação no fluxo de fluidos através da modelagem e simulação numérica 2D, usando tensor de permeabilidade equivalente, em reservatórios siliciclásticos. Esses autores mostraram que as reduções petrofísicas

provocadas pelas bandas de deformação atuaram como uma barreira parcial ou total de acordo com a sua orientação em relação ao fluxo de fluidos.

Stohler (2021) realiza simulações com linhas de fluxo, com um poço injetor e dois produtores, para entender o impacto das zonas falha no fluxo de fluidos de arenitos deformados. Esse autor mostra que ao incorporar o impacto das bandas de deformação nos modelos de zona de falha, utilizando permeabilidade equivalente, estes terão sua produtividade negativamente afetado, quando comparados aos modelos livres de deformação. Ainda foi observado que os modelos com representação da zona de dano tem menor produção de óleo e alta pressão de injeção.

Rotevatn et al. (2009) e Qu e Tveranger (2016) realizaram simulações para poços perpendiculares a zonas afetadas por bandas de deformação. A presença das bandas de deformação é responsável por atrasar o *water breakthrough*, por antecipar o abandono dos poços e por aumentar o volume de óleo recuperado (ROTEVATN et al., 2009; QU; TVERANGER, 2016; ROTEVATN et al., 2017). Ainda segundo esses autores, esse efeito é intensificado com o aumento do contraste de permeabilidade entre as bandas de deformação e a rocha hospedeira, sendo máximo quando essa diferença é de quatro ordens de magnitude.

Qu, Tveranger e Fachri, (2017) estudaram como a variação da transmissibilidade do núcleo da falha pode afetar o desempenho de um reservatório, levando em consideração dois cenários: um com as falhas terminando dentro do domínio do modelo e outro com as falhas encontrando com limite do modelo. Foi observado que o fator de transmissibilidade do núcleo da falha só irá influenciar no desempenho do reservatório quando o fluido é forçado a atravessar a falha (QU, TVERANGER; FACHRI, 2017). Nesses casos, até mesmo quando esse multiplicador é extremamente baixo, a performance do reservatório será muito afetada (QU, TVERANGER; FACHRI, 2017).

Romano et al. (2020) realizam simulações de fluxo monofásico e bifásico em escala de plugue para entender o papel das bandas nessa escala de observação. Os autores observaram que as bandas de deformação diagonais criaram uma forte diferença de velocidade na rocha hospedeira localizada acima e abaixo das bandas. Além disso, o estudo mostrou que as bandas de deformação irão atuar como barreiras capilares e que estas podem vir a canalizar ou compartimentar o fluxo de fluidos.

## CAPÍTULO 3 – ARTIGO CIENTIFÍCO

### EFEITO DAS ESTRUTURAS DE LINKAGEM NO FLUXO DE FLUIDOS EM ZONA DE FALHA DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO: PERCEPÇÕES DA BACIA RIO DO PEIXE, NORDESTE DO BRASIL

#### 3.1. INTRODUÇÃO

A deformação em arenitos porosos é inicialmente acomodada por estruturas deformacionais, denominadas bandas de deformação (FOSSSEN et al., 2007). Essas estruturas são conhecidas por alterar localmente as propriedades petrofísicas, geomecânicas, geométricas e texturais das rochas que as hospedam (FOSSSEN et al., 2007; TORABI; FOSSSEN; ALAEI, 2008; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021). As bandas de deformação podem ocorrer hierarquicamente, como uma banda isolada, nomeada *single*, ou se coalescerem e formarem nucleações de bandas, intitulado *clusters* de bandas de deformação, ou ainda, em um estado mais avançado de deformação, vir a formar zonas de falha complexas (*slip surface*) (FOSSSEN et al., 2007; FOSSSEN; BALE, 2007). *Clusters* de bandas e zonas de falha compostas por bandas de deformação são comumente consideradas barreira ao fluxo de fluidos em meios porosos e podem atuar como um selo e/ou trapas dentro de um sistema petrolífero, sendo, portanto, imprescindível entender seu processo de formação e crescimento (FOSSSEN; BALE, 2007; OGILVIE; GLOVER, 2001; BALLAS; FOSSSEN; SOLIVA, 2015; SOUZA et al., 2021).

O processo de formação e desenvolvimento de zonas de falhas, em arenitos porosos já foi bastante estudado (JAMISON, 1989; SHIPTON; COWIE, 2001; DAVATZES; AYDIN, 2005; WIBBERLEY; PETIT; RIVES, 2007; DE SOUZA et al., 2021), inclusive em escala microestrutural, sendo descrito em termos de linkagem e reativação de microfissuras, denominados *microcracks* (DE SOUZA et al., 2021).

Os *microcracks* são microfraturas formadas perpendicularmente ou subperpendicularmente ao eixo de menor compressão (HEALY; JONES; HOLDSWORTH, 2006; DE SOUZA et al., 2021). Quando em condições propícias, os *microcracks* de diferentes orientações se linkam formando uma estrutura única. Essa estrutura de ligação é chamada de estrutura de linkagem (COWIE; SORNETTE; VANNESTE, 1995) ou *microcracks* de ligação (COX; SCHOLZ, 1988; DE SOUZA et al., 2021), análogas as rampas de revezamento, responsáveis por conectar falhas adjacentes (COWIE, SORNETTE; VANNESTE, 1995).

Um dos principais problemas da presença das bandas de deformação em reservatórios, é que elas não são visíveis em escala sísmica (FOSSEN et al., 2017), ficando seu estudo limitado à análise de poço e utilização de afloramentos análogos. O uso de afloramentos como análogos de reservatório são aplicáveis quando estes podem ser considerados compatíveis geologicamente (HOWELL; MARTINIUS; GOOD, 2014; HURST et al., 2016). Nesse contexto, arenitos arcoseanos da Formação Antenor Navarro na Bacia Rio do Peixe (BRP) vêm sendo frequentemente abordados como um importante análogo para o estudo de reservatórios siliciclásticos compartimentados (e.g., ARAUJO et al., 2018; MACIEL et al., 2018; NICCHIO et al., 2018; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021; DE SOUZA et al., 2021; TORABI et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022). O uso de análogos associados a modelagem e simulação numérica do fluxo de fluidos são fundamentais na geração de novas metodologias para a descrição, modelagem e, principalmente, a predição da permeabilidade em subsuperfície (BOWMAN; SMYTH, 2016; SILVA et al., 2022). Embora as bandas de deformação possuam espessuras milimétricas a centimétricas, seu impacto na redução da permeabilidade em um sistema formado por arenitos porosos pode ser de até seis ordens de grandeza (BALLAS; FOSSEN; SOLIVA, 2015). Sendo assim, a compreensão deste fenômeno e seu respectivo impacto no fluxo de fluidos em meio poroso é vital para o aumento do fator de recuperação destas acumulações, fazendo-se necessária a correta representação da influência destas estruturas de escala subsísmica nos modelos geológicos de reservatório.

Apesar dos estudos que buscaram entender o processo de desenvolvimento dos planos de estruturas rúpteis (JAMISON, 1989; SHIPTON; COWIE, 2001; DAVATZES; AYDIN, 2005; WIBBERLEY; PETIT; RIVES, 2007; DE SOUZA et al., 2021), ainda é necessário entender como o coalescimento e linkagem dessas estruturas, dentro de uma zona de falha, irá afetar o padrão de migração e acumulação de fluidos em um reservatório petrolífero. Estudos anteriores mostraram o efeito de rampas de revesamento com interação *soft-linked* entre os dois segmentos de falha (ROTEVATN et al., 2017). Segundo esses autores, as rampas de revesamento serão favoráveis ao fluxo de fluidos. Em adição, a presença das bandas de deformação é responsável por atrasar o *water breakthrough*, por antecipar o abandono dos poços e por aumentar o volume de óleo recuperado (ROTEVATN et al., 2009; QU; TVERANGER, 2016; ROTEVATN et al., 2017). Esse efeito é intensificado com o aumento do contraste de permeabilidade entre as bandas de deformação e a rocha hospedeira, sendo máximo quando essa diferença é de quatro ordens de magnitude (ROTEVATN et al., 2009; QU;

TVERANGER, 2016; ROTEVATN et al., 2017). No que diz respeito a interação *hard-linked* entre dois segmentos de falha, Torabi et al. (2021) mostraram que as variações petrofísicas ao longo dessa estrutura está diretamente relacionada as variações geométricas da falha, sugerindo ainda que o fluxo será restrito através do núcleo da falha. Apesar do trabalho de Silva et al. (2022) abordar a modelagem estrutural e petrofísica em uma zona de falha na borda Sul da BRP, o efeito das estruturas de linkagem nas propriedades de fluxo não foram estudadas.

Além disso, são escassos os estudos que mostram a anisotropia de permeabilidade em três direções do plano das bandas (e.g., CAVAILHES et al., 2013; FARRELL; HEALY; TAYLOR, 2014) e que realizam a discretização das bandas nas simulações de fluxo. Em arenitos, a anisotropia espacial de permeabilidade já foi analisada em plugues de pequenas dimensões (FARRELL; HEALY; TAYLOR, 2014). Porém essas medidas podem excluir o efeito de grandes falhas e das bandas de deformação nos valores de permeabilidade (FARRELL; HEALY; TAYLOR, 2014).

Desta forma, alguns questionamentos relativos à influência das estruturas de linkagem nos arenitos porosos podem ser destacados, como: (1) qual o impacto das estruturas de linkagem nas propriedades permoporosas?; (2) qual o impacto das estruturas de linkagem nas propriedades de fluxo na zona de falha sem a zona de dano?; e (3) qual é o impacto dessas estruturas na produtividade do reservatório?

Nesse estudo, foi evidenciado que a incidência das bandas de deformação é fator gerador de anisotropia de permeabilidade nas rochas hospedeiras, e que essa propriedade é afetada pela intensidade de deformação e pelo *strike* das bandas. A simulação numérica das linhas de fluxo demonstrou que as bandas de deformação têm impacto no fluxo de fluidos e que o arranjo dos poços pode influenciar no volume de óleo recuperado.

### **3.2. CONTEXTO GEOLÓGICO**

A BRP (Figura 3.1), localizada no Nordeste do Brasil, faz parte de um conjunto de bacias interioranas de pequeno e médio porte geradas durante a ruptura do Pangeia (MATOS, 1992; FRANÇOLIN; COBBOLD; SZATMARI, 1994; NOGUEIRA, OLIVEIRA, CASTRO, 2004; HASUI et al., 2012; NOGUEIRA et al., 2015). Ocupando uma área de 1250 km<sup>2</sup>, a BRP é formada por três regiões de subsidência ou sub-bacias: Brejo das Freiras, Sousa e Pombal (FRANÇOLIN; COBBOLD; SZATMARI, 1994; DE CASTRO et al., 2007; NOGUEIRA, et

al., 2015). Essas sub-bacias compreendem três semi-grábens controladas pelas falhas Portalegre, Malta e Rio Piranhas, sendo estas reativações rúpteis das zonas de cisalhamento Portalegre, Patos e Rio Piranhas durante a abertura da BRP no Cretáceo Inferior (~ 145-125 Ma) (DE CASTRO et al., 2007; NOGUEIRA, et al., 2015; RAMOS et al., 2022). Em adição, estudos recentes reportaram que a BRP registrou uma inversão tectônica leve a moderada ao longo das principais falhas da fase rifte associado a estresses *far-field* dos empurrões combinados da Dorsal Atlântica e a Orogenia Andina (NOGUEIRA et al., 2015; VASCONCELOS et al., 2021). Segundo esses trabalhos, essa deformação ocorreu durante a fase pós-rifte da BRP (80 Ma e o presente), mas não possui um período nem possíveis ciclos bem estabelecidos devido à falta de unidades pós-rifte datáveis, dados de datação de rochas de falhas e devido ao campo de estresses associado a inversão ser o mesmo para toda a fase pós-rifte (NOGUEIRA et al., 2015; VASCONCELOS et al., 2021).

Quanto ao arcabouço estratigráfico, a BRP é composta por depósitos fluviais, lacustres e leques aluviais, denominados como Formação Antenor Navarro, Formação Sousa e Formação Rio Piranhas (Figura 3.1), respectivamente (CARVALHO; MENDES; COSTA, 2013). Essas três Formações formam a unidade litoestratigráfica denominada de Grupo Rio do Peixe (CARVALHO; MENDES; COSTA, 2013). Em adição, recentes estudos identificaram duas novas formação de idade Devoniana (~ 420-407 Ma) (ROESNER et al., 2011; SILVA et al., 2014; VASCONCELOS et al., 2021; RAPOZO; CÓRDOBA; ANTUNES, 2021). De acordo com esses autores, as formações Pilões e Trinfo, que juntas formam o Grupo Santa Helena, compreendem siltitos e folhelhos na base (Formação Pilões), e arenitos quartzosos e conglomerados no topo (Formação Triunfo), ambas depositadas em um ambiente flúvio-deltáico. Portanto, há um longo hiato de deposição entre o Devoniano Inferior (fase pré-rifte) e o Cretáceo Inferior (fase rift), que permanece obscuro e necessita de mais estudos. Contudo, realçasse que este estudo foi desenvolvido apenas em rochas siliciclásticas da Formação Antenor Navarro, a qual é bem conhecida e seguramente associada ao desenvolvimento da fase rifte da BRP ocorrida no Cretáceo Inferior (~ 145-125 Ma) e correlacionado à ruptura do Pangea.

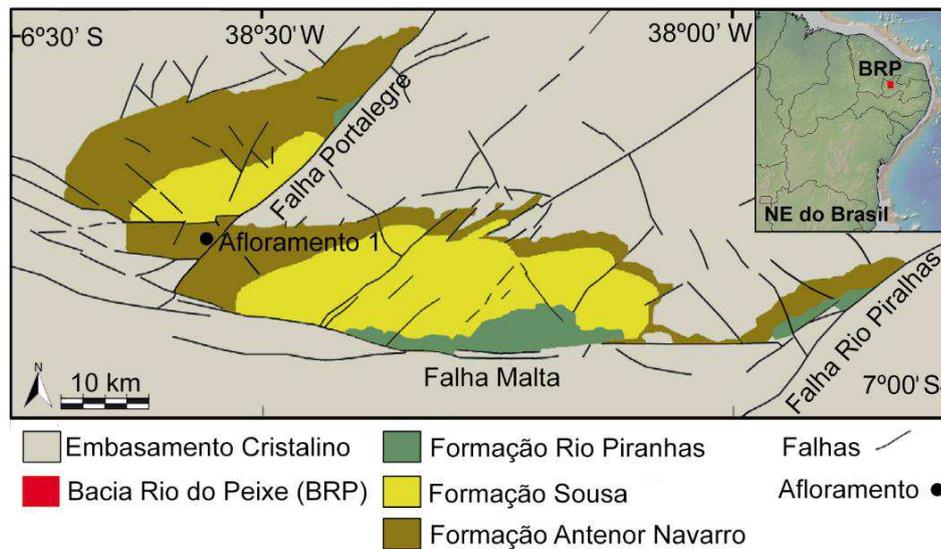


Figura 3.1 – Mapa geológico da Bacia Rio do Peixe. BRP = Bacia Rio do Peixe. Adaptado de Françolin, Cobbold e Szatmari (1994); Nogueira et al. (2015) e Nicchio et al. (2018).

O presente trabalho terá como alvo de estudo um afloramento localizado na Sub-bacia Brejo das Freiras (círculo preto na Figura 3.1). Esse afloramento é composto por arenitos conglomeráticos arcoseanos da Formação Antenor Navarro com bandas de deformação na forma de *clusters*, com exposição vertical e realce de relevo em relação a rocha adjacente de mais de dois metros de altura, além de bandas de deformação na forma de *single* (PONTES et al., 2019; DE SOUZA et al., 2021; TORABI et al., 2021). Esse afloramento encontra-se próximo a dois segmentos da Falha Portalegre (VASCONCELOS et al., 2021) com diferentes direções: *NE-striking* e *E-W-striking*. Além disso, PONTES et al. (2019) classificou a deformação ocorrida nesse afloramento como uma *single fault zone*, que, segundo esses autores, consiste em uma zona de falha com apenas um núcleo e se diferencia das *complex fault zones* que apresentam vários núcleos de falha.

### 3.3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia deste trabalho foi dividida em três etapas principais (Figura 3.2): (1) aquisição de dados estruturais e petrofísicos em campo; (2) modelagem geológica/estrutural; e (3) simulação numérica de fluxo de fluido.

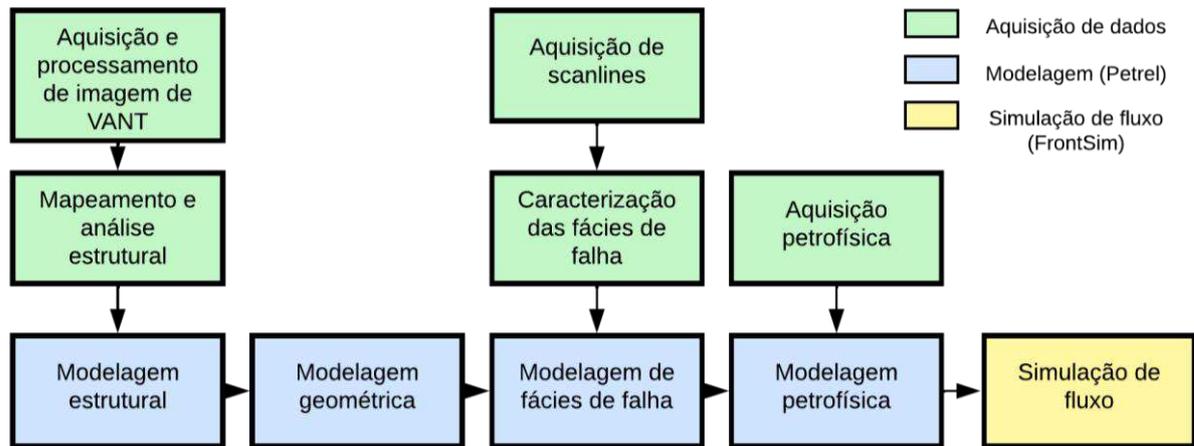


Figura 3.2 – Fluxograma resumido das atividades desenvolvidas durante o trabalho. As cores indicam as diferentes etapas de desenvolvimento.

### 3.3.1. Aquisição de dados

#### 3.3.1.1. Mapeamento e análise estrutural

A interpretação estrutural do Afloramento 1 (Figura 3.1) foi realizada em campo com o suporte de imagens aéreas de alta resolução de Veículo Aéreo Não-Tripulado (VANT) (DJI Phantom 4® - Standard Câmera de 12 MP (1/2.3")). Nós realizamos o traçado das bandas desse afloramento e individualização as mesmas de acordo com a direção. Além disso, tomamos por base o mapeamento estrutural das bandas e as interpretações das estruturas de linkagem do *cluster* principal realizados por Souza et al. (2021), para caracterizar as bandas de deformação.

A caracterização estrutural das bandas de deformação em campo foi baseada em: (1) seis linhas de varredura (*scanlines*) adquiridas perpendicularmente ao *set* principal de bandas (E-W), nomeadas SL-1, SL-2, SL-5, SL-6, SL-7 e SL-8 (Figura 3.3), com 6, 10, 22, 13, 28 e 33 metros de comprimento, respectivamente. Nessas linhas de varreduras foram medidos a espessura, a direção e o espaçamento entre bandas; (2) uma *scanline* adquirida ao longo do *cluster* principal, nomeada SA-1 (Figura 3.3), com 112 metros; e (3) uma *scanline* adquirida ao longo de uma estrutura *single*, nomeada SA-2, com 1,2 metros (Figura 3.3). As *scanlines* realizadas ao longo das estruturas incluíram a coleta de medidos da espessura e direção das bandas, e a espessura do *cluster*. Todas as *scanlines* empregadas no desenvolvimento do presente trabalho foram retiradas de Torabi et al. (2021), com exceção das *scanlines* SA-2 e SL-1.

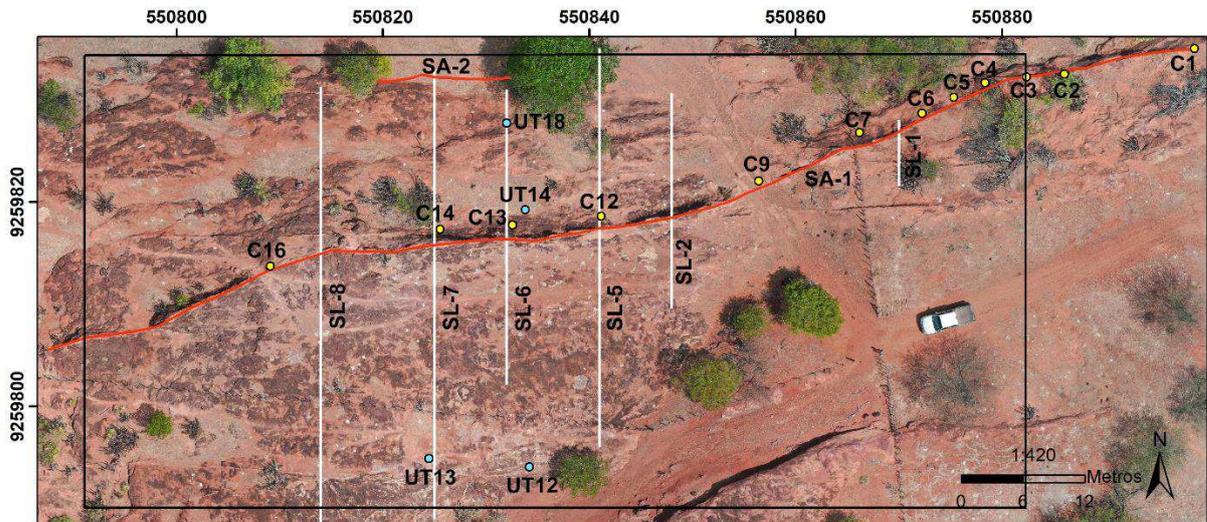


Figura 3.3 – Imagem de VANT do Afloramento 1 mostrando a localização das *scanlines* e os locais de retirada de amostras aplicadas na determinação da porosidade por Febbrari (2017) (Círculos em azul) e por Torabi et al. (2021) (Círculos em amarelo). As linhas em branco representam a extensão das *scanlines* adquiridas perpendicularmente ao *set* principal de bandas (E-W). As linhas em vermelho representam as *scanlines* adquiridas ao longo das bandas. O retângulo em preto define as fronteiras aplicados na modelagem do presente trabalho.

### 3.3.1.2. Fácies de falha

A caracterização das fácies de falha foi realizada com base nos dados das 6 *scanlines* obtidas perpendicularmente ao *set* principal de bandas e das duas *scanlines* obtidas ao longo das estruturas (Figura 3.3). O objetivo dessa caracterização é analisar a relação espacial das fácies de falha na direção perpendicular ao *cluster* principal e a variação da proporção dessas fácies, para ser aplicado durante a realização da modelagem geológica.

Para a classificação das fácies de falha, definimos 5 classes com base nos valores de densidade de deformação obtidos pela caracterização estrutural das bandas, e na classificação proposta por Qu e Tveranger (2016). Sendo elas: >11 BD/m, fácies A; 6-10 BD/m, fácies M; 3–5 BD/m, fácies B2; 1–2 BD/m, fácies B1; e 0 BD/m, fácies ND (Figura 3.4).

Durante a modelagem de fácies no Petrel, a distribuição espacial das fácies é um parâmetro importante para o modelos simulados sejam mais precisos. Pensando nisso, foi realizada a análise da relação espacial das fácies pela contagem das transições entre duas classes de falhas vizinhas, como mostrado na Figura 3.4. Essa abordagem é uma adaptação da metodologia apresentada por Qu e Tveranger (2016) e Silva (2021) para este afloramento. Para

tanto, atribuímos valores inteiros a cada uma das classes de fácies de falha observadas nas *scanlines* perpendiculares ao *cluster* principal e realizamos a subtração desses valores nas transições. Às fácies A, M, B2, B1 e ND foram atribuídos valores 5, 4, 3, 2, e 1, respectivamente. Essa transição pode ser do tipo I, II, III e IV, quando a diferença entre as fácies for 1, 2, 3 ou 4, nessa ordem.

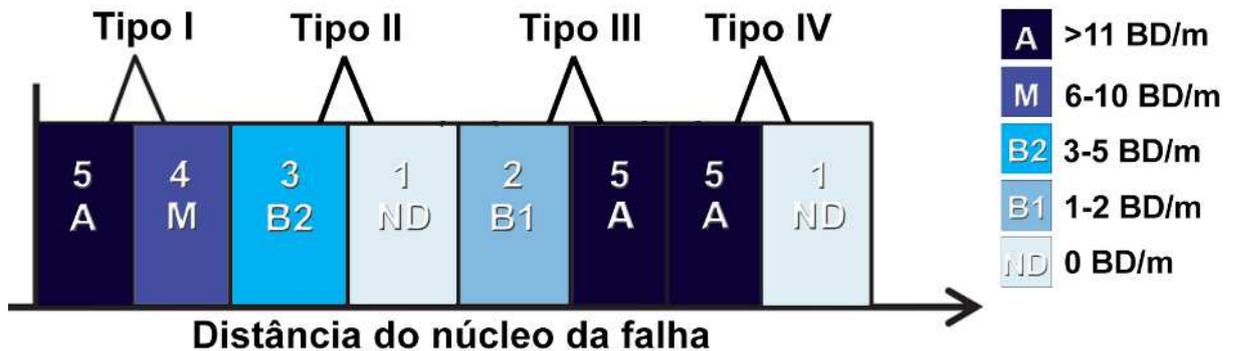


Figura 3.4 – Tipos de transição de acordo com a ordem de ocorrência das fácies. Essa transição pode ser do I, II, III e IV quando a diferença entre as fácies for 1, 2,3 ou 4, respectivamente. Onde: >11 BD/m = fácies A; 6-10 BD/m = fácies M; 3-5 BD/m = fácies B2; 1-2 BD/m = fácies B1; e 0 BD/m = fácies ND. Adaptado de Qu e Tveranger (2016).

Para realizar a modelagem das fácies de falha, definimos que estas seriam controladas por um conjunto de elementos discretos baseados na direção e no tipo de elemento arquitetural de zona de falha. Esse modelo geométrico é formado por 5 elementos distintos: E-W-*cluster*; E-W-*single*; NE-*cluster*; NE-*single*; e ND (Não Deformado). Portanto, é necessário entender como se dá a distribuição das fácies de falha, em cada um desses elementos. Para tanto, analisamos os valores de intensidade de deformação das *scanlines*: *scanline* SA-1, realizado no *cluster* principal, para a análise das fácies que compõem os elementos E-W-*cluster* e NE-*cluster*; *scanline* SA-2, realizada ao longo de uma estrutura *single*, para o elemento E-W-*single*; e das *scanlines* perpendiculares (SL-1, SL-2, SL-5, SL-6, SL-7 e SL-8) para o elemento NE-*single*. Foi necessário o uso das *scanlines* perpendiculares para este fim, tendo em vista que a *scanline* SA-2 é composta somente por bandas na direção E-W. Nessas *scanlines* classificamos a intensidade de deformação de acordo com as fácies de falha e realizamos a análise da proporção dessas classes para cada um dos elementos que vão compor o modelo discreto (E-W-*cluster*; E-W-*single*; NE-*cluster*; NE-*single* e ND).

### 3.3.1.3. Permeabilidade *in situ*

A aquisição de permeabilidade neste estudo foi realizada com o permeâmetro a ar portátil, *TinyPerm 3 – New England Research, Inc.* Esse equipamento fornece valores de permeabilidade na faixa de  $10^{-4}$  a 10 Darcy e apresenta profundidade de investigação de até 4 vezes o raio interno do bico de borracha: 18 mm de profundidade (ALIKARAMI et al., 2013; SKURTVEIT et al., 2021). Foram escolhidos 14 pontos desse afloramento (Círculos em azul na Figura 3.5A – P1 a P14) nos quais foram realizados cortes longitudinais e transversais à superfície rochosa (Figura 3.5B), a fim de expor a rocha sem influência da erosão e tornar a superfície polida para medição (TORABI; ALAEI; ELLINGSEN, 2018). Os locais selecionados para a realização dos cortes foram escolhidos com o objetivo de caracterizar as propriedades petrofísicas da zona de falha, mas sempre buscando manter o afloramento o mais preservado possível, evitando a sua depreciação em prol de futuros trabalhos. Dos pontos escolhidos, 2 deles eram na rocha hospedeira, 2 em regiões com bandas *singles*, e 10 na região de *cluster* (Figura 3.5A). Nesses pontos, foram tomadas medidas em três orientações distintas, sendo estas divididas quanto ao posicionamento em relação a banda de deformação. Sendo assim, nomeamos essas direções em: X, para as medidas horizontais ao longo da direção da banda; Y, para as medidas horizontalizadas e perpendiculares as bandas; e Z, para as medidas paralelas ao mergulho da banda (Figuras 3.5B, C).

Além disso, compilamos valores de permeabilidade realizados com permeâmetro a ar em 45 pontos paralelos ao mergulho das bandas (Círculos em amarelo na Figura 3.5A – P15 a P59) (FEBBRARI, 2017), dos quais 16 estão localizados no *cluster*, 10 em estruturas *singles* e 19 no espaço entre bandas; e 24 pontos de permeabilidade localizados no *cluster* principal, realizados perpendicularmente ao mergulho das bandas (Círculos em vermelho na Figura 3.5A - P60 a P83) (TORABI et al., 2021). No total, entre medidas compiladas e medidas adquiridas, este trabalho apresenta 538 medidas de permeabilidade realizadas em 83 pontos distintos (Figura 3.5A). Em cada ponto foram realizadas entre três e sete medidas. Os valores obtidos foram agrupados e medidas de dispersão foram calculadas (média, desvio padrão, coeficiente de variação e mediana).

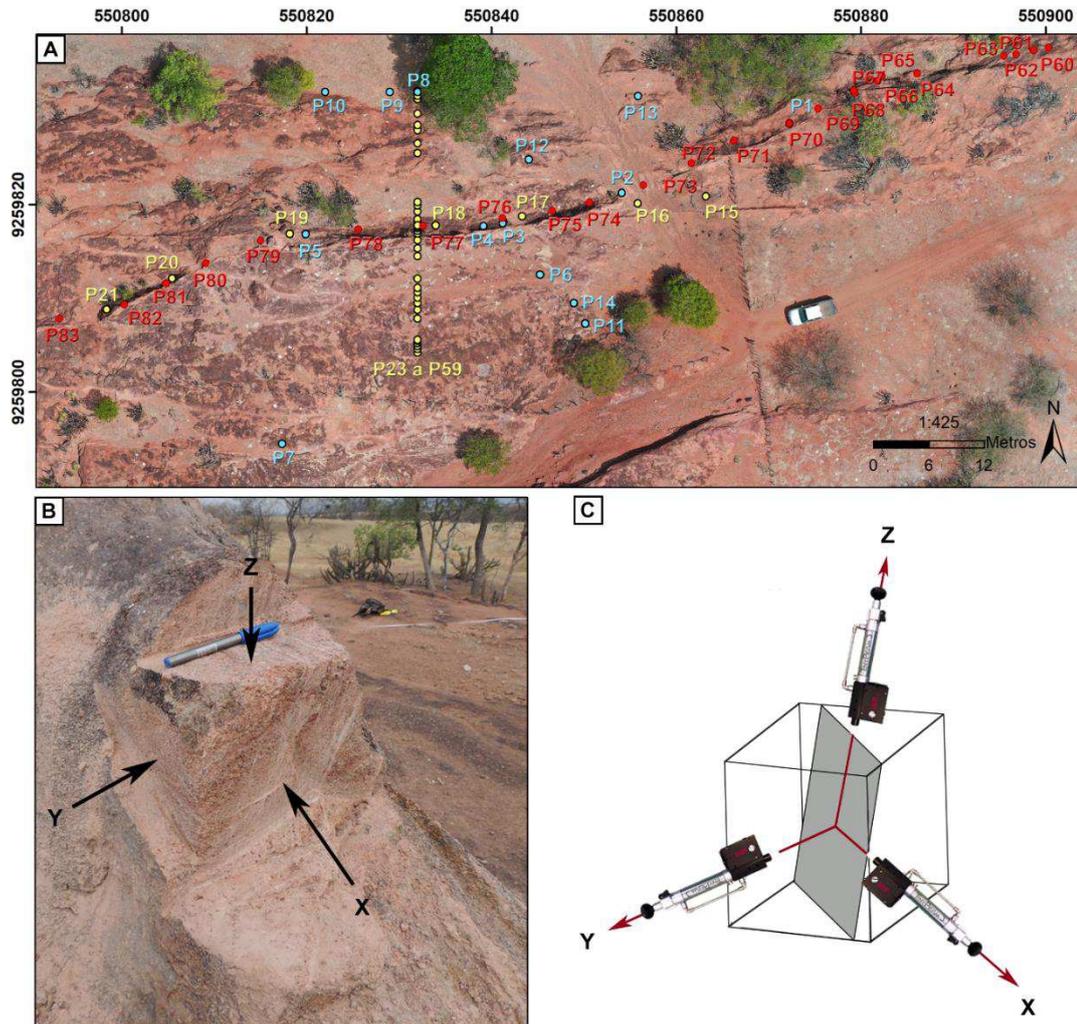


Figura 3.5 – (A) Imagem de VANT indicando os pontos de aquisição de permeabilidade *in situ*. (B) Planos polidos para aquisição de permeabilidade do ponto CL-05. (C) Direções de aquisição de permeabilidade. O plano em cinza representa a geometria da banda de deformação no espaço.

Segundo Bussab e Morettin (2013), o coeficiente de variação de uma variável é conveniente para a comparação entre conjunto de dados, dando ideia da representatividade da média. Esse coeficiente é calculado pela razão entre o desvio padrão e a média do conjunto de dados, sendo expresso em porcentagem (BUSSAB; MORETTIN, 2013). Para coeficientes de variação maiores do que 50%, a média não é considerada representativa e, portanto, a mediana deve ser usada (BUSSAB; MORETTIN, 2013).

### 3.3.2. Modelagem

A modelagem feita neste trabalho teve por base dados estruturais e petrofísicos obtidos em arenitos conglomeráticos arcoseanos da Formação Antenor Navarro com bandas de deformação, sendo realizada através do software Petrel® da Schlumberger. O fluxograma dos processos realizados durante essa modelagem culmina da modificação dos procedimentos do fluxo clássico definido por Caers (2005) e Pyrcz e Deutsch (2014).

O primeiro passo para a geração dos modelos geológicos envolveu a incorporação de dados no software Petrel®. Foram inseridos dados do mapeamento e análise estrutural; os valores de permeabilidade obtidos *in situ*, como pontos com atributo; e uma nuvem de pontos representando as variações topográficas do afloramento, obtida a partir do levantamento com VANT. Dessa nuvem de pontos, filtramos uma região retangular (90 x 45 m, retângulo preto na Figura 3.3), contendo todas as estruturas identificadas no mapeamento estrutural, e geramos uma superfície. Essa superfície foi usada como o topo do modelo e uma cópia dela foi criada e rebaixada em 3 metros, gerando assim a base do modelo.

Em seguida, foi realizada a construção da malha tridimensional do modelo e a incorporação da falha principal desse afloramento ao modelo. Tomando por base a análise estrutural das bandas de deformação desse afloramento, foi definido: que o modelo criado teria resolução de 0,5 x 0,5 m; que este seria dividido em 6 diferentes zonas verticais; e que a falha principal teria mergulho de 75°. O *grid* criado tem um total de 158.802 células. Depois de criado o *grid* 3D, realizamos o *scale up* de propriedades. Nesta etapa associamos as propriedades obtidas em campo, incorporadas ao Petrel® como pontos com atributos, com uma célula do modelo gerado. Para as células que possuem dois pontos incidentes, o software calcula a média aritmética dos valores desses pontos.

Em seguida, realizamos a modelagem dos elementos de zona de falha como elementos discretos. Para tanto, usamos os polígonos gerados durante a interpretação estrutural do afloramento para gerar um modelo geométrico de propriedade contendo 5 elementos distintos: E-W-*cluster*; E-W-*single*; NE-*cluster*; NE-*single*; e ND (Não Deformado). Esse modelo discreto foi então simulado simultaneamente com um coeficiente de correlação espacial, controlando a distribuição das fácies falha no modelo. Além disso, levamos em consideração as variações das proporções das fácies para cada um dos elementos de zona de falha, obtidas pela análise das *scanlines* realizadas ao longo do *cluster* principal e da estrutura *single*. Escolhemos o *Truncated Gaussian Simulations (TGS)* dentre os algoritmos estocásticos

orientados a objeto para realizar essa a distribuição de fácies. Segundo Fachri et al. (2013) a aplicação do simulador TGS traz melhores resultados quanto a proporção das fácies e sua ordem de transição específica.

Por conseguinte, realizamos a distribuição dos valores de permeabilidade anteriormente incorporados ao modelo. Escolhemos a Simulação Gaussiana de Função Aleatória (*Sequential Gaussian Simulation, SGS*) dentre os algoritmos estocásticos orientados a *pixel* para este fim. Para a definição da permeabilidade, individualizamos os valores obtidos em campo de acordo com a direção (x, y e z) e com a intensidade de deformação, sendo essas ditadas pela classificação das fácies de falha consideradas no presente trabalho (A, M, B2, B1 e ND).

Para a geração dos modelos de permeabilidade direcional, aplicamos o mesmo variograma para as três distribuições, sendo este do tipo esférico. Levamos em consideração a direção preferencial das bandas de deformação para o posicionamento do variograma. É importante frisar que foram levadas em conta as variações verticais de permeabilidade, a fim de manter esses modelos o mais representativo possível. Em adição, realizamos a modelagem de porosidade de acordo com os elementos discretos (*cluster, single* e espaço entre bandas). Consideramos os valores de porosidade da rocha hospedeira e das estruturas *single* apresentados por Febbrari (2017) (Figura 3.3), obtidos por uso de permoporosímetro a gás. Além disso, fizemos uso dos valores de porosidade apresentados em Torabi et al. (2021) para a definição da porosidade das estruturas em forma de *cluster* (Figura 3.3), que também foram obtidas por uso do permoporosímetro a gás. No total, foram adotados 4 pontos de porosidade de Febbrari (2017) e 12 pontos de porosidade de Torabi et al. (2021).

### **3.3.3. Simulação numérica**

As simulações numéricas foram realizadas no simulador FrontSim® da Schlumberger. Para esta atividade, foi considerado um tempo de produção de 10 anos e a geração de relatórios quinzenais. A fim de estudar o impacto da presença das estruturas de linkagem e da modelagem de uma zona de falha desconsiderando a zona de dano, modelamos e simulamos 4 cenários: (1) Modelo completo – Contendo todas as estruturas; (2) Modelo sem zona de dano – Exclusão das estruturas *singles*; (3) Modelo sem estruturas de linkagem – Exclusão das estruturas NE-SW; e (4) Modelo não deformado – Exclusão de todas as bandas de deformação. Esses modelos variam quanto: a quantidade de elementos arquiteturais considerados e a presença das estruturas

de linkagem. Para cada um desses modelos, três modelos de permeabilidade foram gerados variando quanto a direção de aquisição de permeabilidade (X, Y e Z).

Além disso, serão consideradas duas estratégias de desenvolvimento (Figura 3.6): (1) um poço injetor no extremo NE (Injetor 1) e um poço produtor no extremo SW (Produtor 1), denominada Caso 1; e (2) um poço injetor no extremo NW (Injetor 2) e um poço produtor no extremo SE (Produtor 2), denominada Caso 2. A distância entre o poço injetor e o poço produtor foi mantida fixa em aproximadamente 74 metros para as estratégias supracitadas.

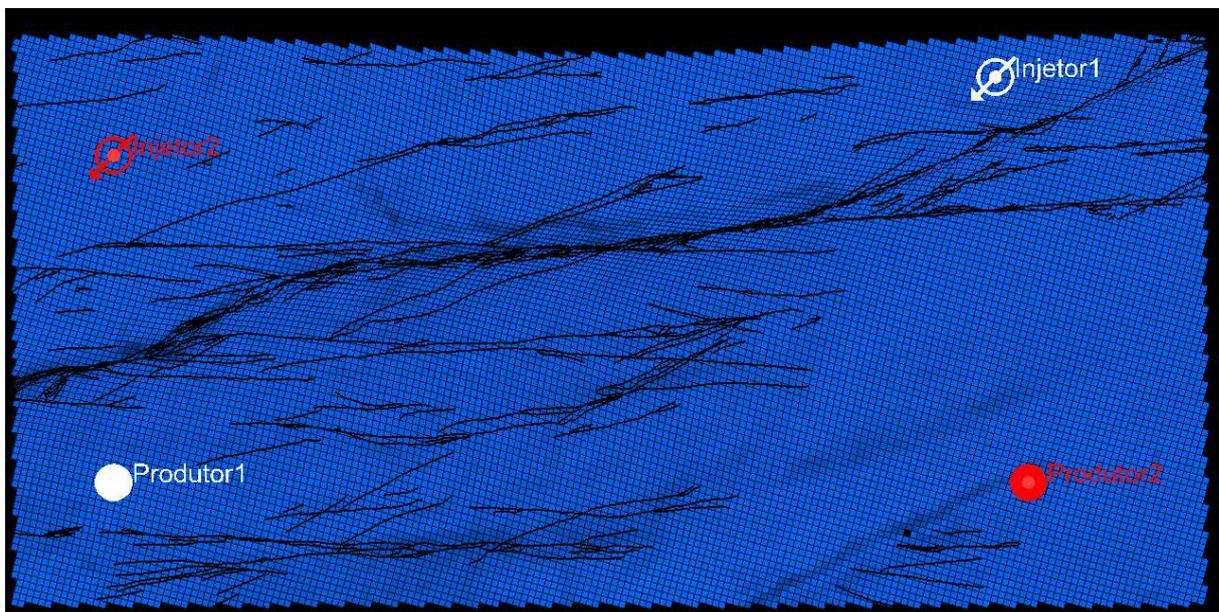


Figura 3.6 – Malha de poços usados na simulação de fluxo. Caso 1 em branco e Caso 2 em vermelho. As linhas em preto mostram a interpretação estrutural do afloramento.

Como o objetivo principal das simulações é investigar o efeito das estruturas de linkagem e de heterogeneidades estruturais no fluxo de fluidos, foram usadas propriedades dinâmicas típicas de fluxo moderado, sendo essas mantidas constantes para todos os modelos, a fim de simplificar a comparação entre os diferentes cenários estudados. O modelo de fluido adotado é do tipo *black-oil* bifásico, mantendo-se a pressão mínima do reservatório igual a pressão de bolha. Essas e as demais propriedades dinâmicas foram sumarizadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Propriedades dinâmicas de simulação de fluxo. ZD=Zona de Dano;  
EL=Estrutura de Linkagem; ND = Não Deformado.

|  |                |      |   |            |                        |
|--|----------------|------|---|------------|------------------------|
| <b>Tempo máximo de simulação</b>                 | 10 anos        |      | <b>Topo do modelo</b>                         | 295 m      |                        |
| <b>Frequência de relatórios</b>                  | 15 dias        |      | <b>Contato água-óleo (OWC)</b>                | 200 m      |                        |
| <b>Compressibilidade da rocha</b>                | 0,000056 1/bar |      | <b>Pressão capilar (OWC)</b>                  | 0 bar      |                        |
| <b>Pressão de referência da rocha</b>            | 103,05 bar     |      | <b>Profundidade de referência</b>             | 287 m      |                        |
| <b>Grau API do óleo</b>                          | 26             |      | <b>Pressão de referência</b>                  | 103,05 bar |                        |
| <b>Ponto de bolha</b>                            | 0,5 bar        |      | <b>Taxa de fluxo</b>                          | Injeção    | 0,17 m <sup>3</sup> /d |
| <b>Exp Corey</b>                                 | Água           | 4    |   | Produção   | 0,15 m <sup>3</sup> /d |
|  | Óleo-Água      | 3    | <b>Pressão no fundo do poço</b>               | Injetores  | 200 bar                |
| <b>Saturação nos <i>end points</i></b>           | Sorw           | 0,2  | <b>Volume inicial de óleo <i>in place</i></b> | Completo   | 1790,6 m <sup>3</sup>  |
|  | Swcr           | 0,22 |   | Sem ZD     | 1868,0 m <sup>3</sup>  |
| <b>Permeabilidade relativa <i>end points</i></b> | Kromax         | 1    |   | Sem EL     | 1844,5 m <sup>3</sup>  |
|  | Krw            | 0,8  |   | ND         | 1835,1 m <sup>3</sup>  |
| <b>Salinidade da água</b>                        | 30000 ppm      |      |   |            |                        |

Depois de terminada a simulação, serão analisadas as variações das linhas de fluxo, a saturação de fluidos, o total de fluidos produzidos, a pressão do reservatório, o fator de recuperação e tempo para o *water breakthrough*. A análise desses fatores será usada para determinar se as bandas de deformação irão impactar na produção desses reservatórios e como as estruturas de linkagem se comportam durante a produção de óleo em um campo.

### 3.4. RESULTADOS

#### 3.4.1. Mapeamento e análise estrutural das bandas de deformação

Nós mapeamos as bandas de deformação em um afloramento localizado próximo a dois segmentos da Falha Portalegre (Figura 3.1). Nesse afloramento, dois *trends* principais de bandas de deformação foram observados: E-W e NE-SW (Figura 3.7), os quais coincidem com

a direção de ambos os segmentos da Falha Portalegre. Além disso, nós observamos que as bandas ocorrem em *singles* e *clusters*. As bandas *singles* exibem ambas as direções principais: NE-SW e E-W. O principal *cluster* é formado por três segmentos principais: dois segmentos secundários de direção NE-SW que se linkam com um segmento principal de direção E-W. Esse *cluster* tem direção preferencial E-W e possui espessura máxima e mínima de 136 e 11,8 cm, respectivamente (TORABI et al., 2021). Nas bandas *single* a espessura varia de 60 mm e 0,265 mm. O espaçamento médio entre as bandas desse afloramento é de 53 cm.

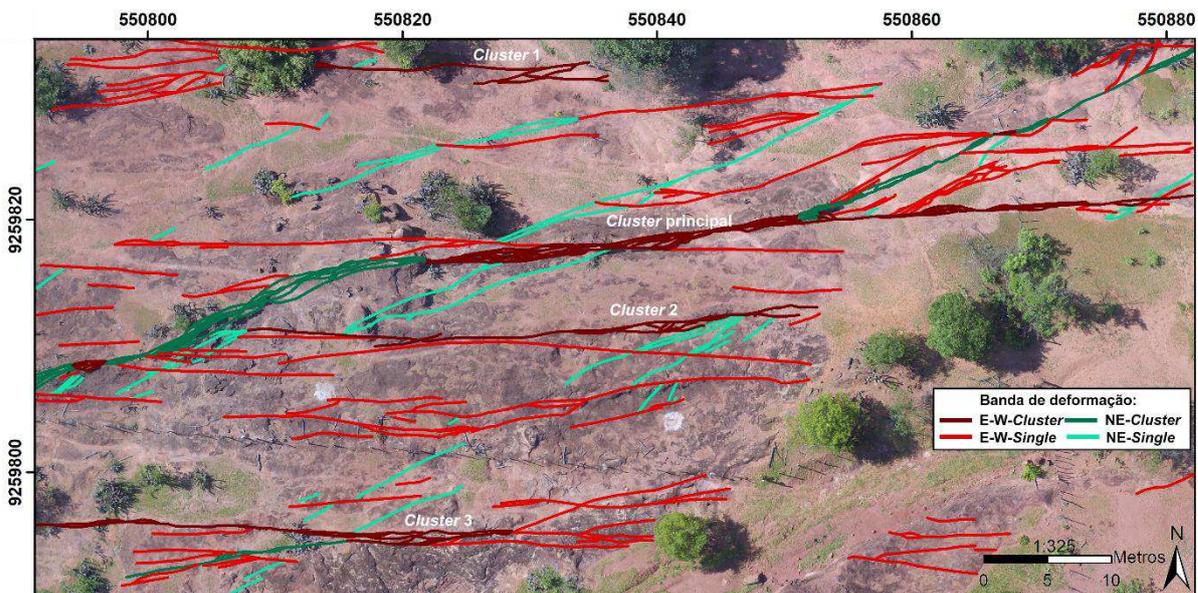


Figura 3.7 – Mapeamento estrutural das bandas de deformação. As cores representam as diferentes orientações e elementos arquiteturais (*single* e *cluster*).

Realizamos a análise da variação de frequência das bandas de deformação a partir das *scanlines* (Anexo B). As *scanlines* realizadas perpendicularmente ao set principal de bandas apresentaram frequência variando em 0 BD/m a 16 BD/m (Anexo B) (TORABI et al., 2021). A espessura das bandas variou entre 0,215 e 80 mm de espessura e a distância entre bandas apresentou valores máximo e mínimo de 769 e 0,5 cm, respectivamente (TORABI et al., 2021). A *scanline* SA-1 (Anexo B), realizada ao longo do *cluster* principal, apresentou frequência de bandas variando de no mínimo duas bandas na distância de 0 m a 29 bandas em 71,7 m (TORABI et al., 2021). Já a *scanline* SA-2 (Anexo B), realizada em uma estrutura *single*, apresentou frequências que variaram entre uma a cinco bandas nas estações de medição.

Além disso, com base nas *scanlines* perpendiculares, foi visto que a frequência máxima e mínima do *cluster* principal é de 16 e 6 BD/m, respectivamente. Pensando nisso, realizamos

a demarcação dos demais *clusters* presentes no afloramento. Para tanto, observamos os pontos nas *scanlines* perpendiculares que apresentavam frequência maior que 6 BD/m. Com isso, definimos a existência de 3 *clusters* secundários além do principal (Anexo B e Figura 3.7) os quais foram individualizados de acordo com a direção.

### 3.4.2. Fácies de falha

Após realizar a análise estrutural, vimos quais seriam os valores de densidade de deformação referentes ao *cluster* principal, e quais seriam os valores de densidade referentes as estruturas *single*. A partir disso, e baseado na classificação de Qu e Tveranger (2016), definimos que as fácies de falha seriam classificadas em 5 classes (Figura 3.8B), de acordo com a densidade de deformação das bandas: fácies A relacionada a valores >11 BD/m; fácies M, com valores variando entre 6-10 BD/m; fácies B2, com valores variando entre 3–5 BD/m; fácies B1, cujo valores variam entre 1–2 BD/m; e fácies ND, relacionada à ausência de bandas, ou seja, valor de 0 BD/m. Dessa maneira, notamos que o *cluster* principal é composto majoritariamente de fácies A e M. A proporção das novas classes de fácies de falha consiste em 1,75% associado a fácies A, 11,58% relacionada a fácies M, 12,18% relacionada a fácies B2, e 12,16% a fácies B1, e por fim, 27,63% relacionado a fácies ND (Figura 3.8B). A fim de individualizar melhor as estruturas *singles*, a classe L (1-5 BD/M) proposta por Qu e Tveranger (2016), foi subdividida em duas novas classes (B1 e B2), já que aproximadamente 40% de toda a deformação do afloramento analisado nesse estudo se concentra nessa classe (Figura 3.8B).

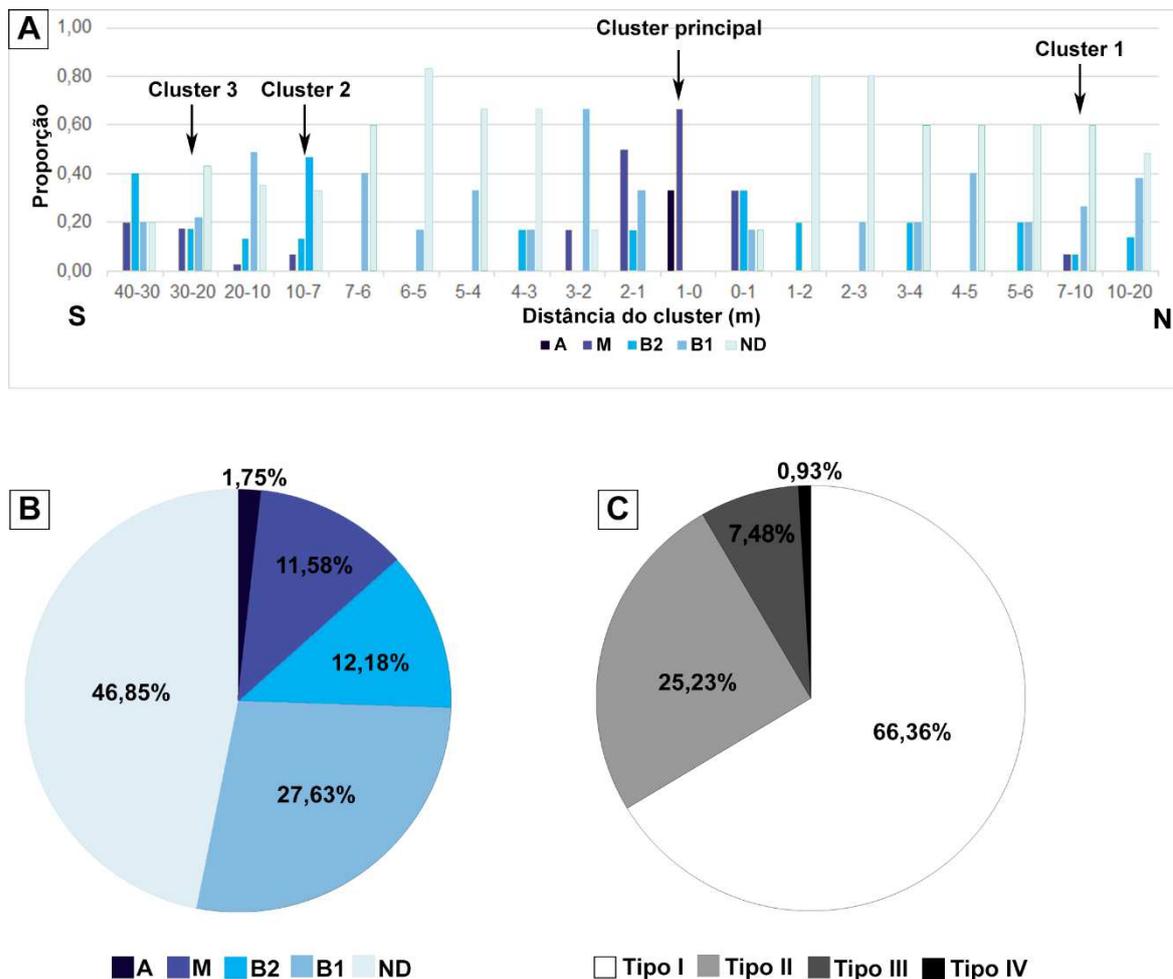


Figura 3.8 – Caracterização das fácies de falha. (A) Distribuição proporcional das fácies com a distância do *cluster* principal. (B) Distribuição de frequência das fácies, onde >11 BD/m, fácies A; 6-10 BD/m, fácies M; 3-5 BD/m, fácies B2; 1-2 BD/m, fácies B1; e 0 BD/m, fácies ND. (C) Distribuição de frequência de duas fácies adjacente. Essa transição pode ser do I, II, III e IV quando a diferença entre as fácies for 1,2,3 ou 4, nessa ordem.

Para as seis scanlines perpendiculares ao set principal (Figura 3.3), nós analisamos as variações da frequência de distribuição das fácies de falha (A, M, B2, B1, ND) e sua variação em relação a distância do *cluster* principal. Para tanto, nós definimos esse *cluster* como ponto inicial, nomeado como “ponto 0” (Figura 3.8A), e realizamos a classificação das fácies de falha a cada um metro das scanlines. Por fim, nós integramos essas classificações e definimos qual seria a proporção das classes de fácies de falha observadas com a distância do *cluster*, a norte e a sul deste. A fácies A é a menos presente no afloramento estudado (1,75%), sendo possível observá-la apenas no *cluster* principal (Figura 3.8A e B). A fácies M (11,58%) marca a presença

dos demais *clusters* do afloramento, estando estes posicionados à 7, 22 e 32 m à sul do *cluster* principal e à 8 m a norte do *cluster* principal. A frequência dessa fácies de falha reduz gradualmente com o distanciamento dos *clusters*. Portanto, a presença de *clusters* é marcado pela ocorrência das fácies A e/ou M. A fácies B2 (12,18%) tem comportamento semelhante a fácies M, com sua frequência aumentando a proximidade dos *clusters* (Figura 3.8A). A fácies B1 (27,63%) pode ser observada por todo a extensão do afloramento, não seguindo um padrão claro. A fácies ND, por sua vez, possui a maior frequência geral do afloramento (46,85%). Podemos notar que a frequência dessa fácies aumenta ao nos distanciarmos dos *clusters*.

Analizamos a relação espacial entre as fácies de falha com base nas 107 transições entre classes ao longo dos seis *scanlines* perpendiculares (Figura 3.8C). As transições consistem na variação entre duas classes de falhas vizinhas (Figura 3.4). Foi visto que a transição do tipo I é predominante, totalizando 66,36% delas, o que sugere que as fácies devem ser ordenadas lateralmente (A, M, B2, B1 e ND, nessa ordem). As transições do II e III, por sua vez, foram constatadas em 25,23% e 7,48% das transições totais, respectivamente. A variação do tipo IV é quase inexistente (0,93%), sendo observada apenas uma vez, no 24º metro do *scanline* SL-5 (Figura 3.8A), onde há uma variação de 16 BD/m para 0 BD/m.

Ademais, realizamos a análise da proporção das classes de falha para cada um dos elementos que vão compor o modelo geométrico (E-W-*cluster*; E-W-*single*; NE-*cluster*; NE-*single* - Tabela 2). Foi constatado que os *clusters* serão compostos majoritariamente pelas classes A, M e B2, que são as de maior intensidade de deformação. Já os elementos *single* serão compostos pelas fácies M, B2 e B1, não sendo observada a presença da classe M para as *singles* E-W.

Tabela 2 – Distribuição da proporção das fácies de falha para os elementos discretos.

|           | <b>EW-Cluster</b> | <b>NE-Cluster</b> | <b>EW-Single</b> | <b>NE-Single</b> |
|-----------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>A</b>  | 83%               | 39%               | 0%               | 0%               |
| <b>M</b>  | 17%               | 35%               | 0%               | 7%               |
| <b>B2</b> | 0%                | 19%               | 60%              | 27%              |
| <b>B1</b> | 0%                | 6%                | 40%              | 67%              |
| <b>ND</b> | 0%                | 0%                | 0%               | 0%               |

### 3.4.3. Permeabilidade *in situ*

Foram analisadas as variações de permeabilidade para os *cluster*, *singles* e regiões entre bandas (rocha hospedeira) (Figura 3.9A). Podemos notar que os pontos localizados no *cluster* de bandas de deformação possuem valores de permeabilidade menores quando comparados aos de bandas de deformação *single*, que por sua vez, apresentam valores de permeabilidade menores do que a região entre bandas (Figura 3.9A). Essa variação chega a duas ordens de magnitude quando comparamos os valores médios medidos no *cluster* (87,4 mD) e os medidos na região entre bandas (3.103,7 mD). No entanto, a diferença entre esses valores chega a sete ordens de magnitude, quando comparamos o máximo valor medido na região entre bandas (34.496,67 mD) e o mínimo valor medido no *cluster* (0,008 mD).

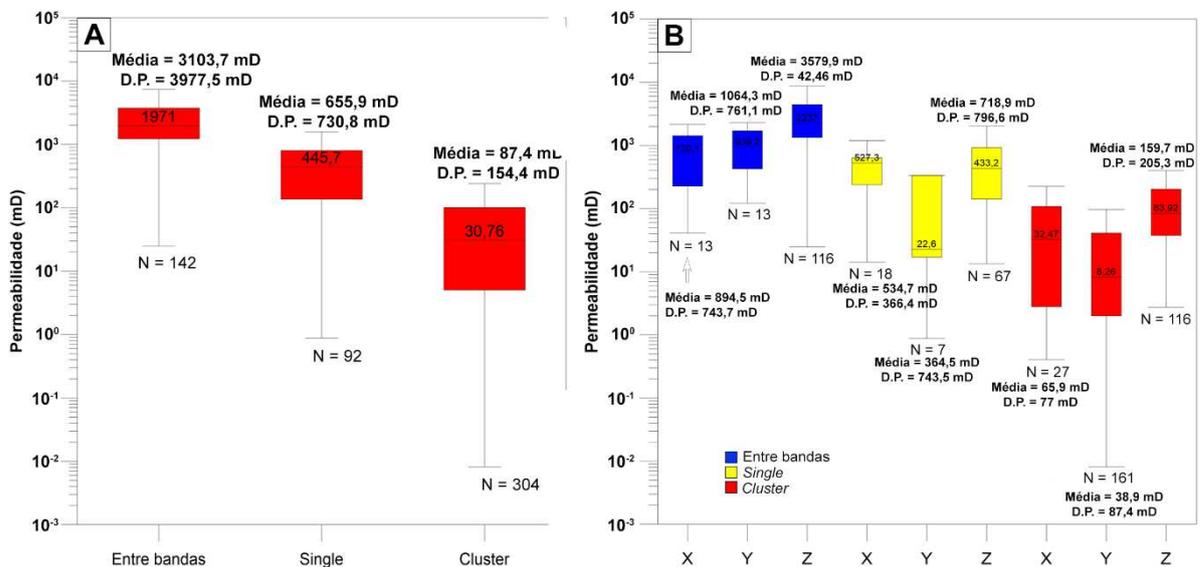


Figura 3.9 – (A) Gráfico da variação de permeabilidade para as estruturas *single*, *cluster* e entre bandas. (B) Gráfico da variação de permeabilidade para as estruturas *single*, *cluster* e entre bandas individualizado por direção de medição. D.P. = Desvio Padrão. N = Tamanho da amostra.

Além disso, nós analisamos a permeabilidade nas três direções do plano de falha, abrangendo os três elementos arquiteturais (*clusters*, *singles* e entre bandas) (Figura 3.9B e Tabela 3). A análise dos 538 valores de permeabilidade mostrou a existência de anisotropia para as três direções de medição (Figura 3.9B). É possível aferir que os valores de permeabilidade perpendiculares as bandas de deformação (direção Y) são geralmente inferiores as medições paralelas (direção X e Z). Os maiores valores de permeabilidade estão associados com as medidas realizadas paralelamente ao mergulho do plano das bandas (direção Z).

Contudo, as medidas tomadas na região entre bandas apresentam menos influência anisotrópica. Por exemplo, as medidas na direção Z exibem valor de mediana 58% maior quando comparado com as medidas adquiridas nas direções Y (Figura 3.9B). Que por sua vez, tem diferença de mediana de aproximadamente 22,26% de X.

Tabela 3 – Tabela dos valores de permeabilidade por direção de medição, X (58 medidas), Y (181 medidas) e Z (299 medidas). A Figura 3.6A exibe a localização desses pontos.

| <b>Ponto</b> | <b>Kx (mD)</b> | <b>Ky (mD)</b> | <b>Kz (mD)</b> | <b>Ponto</b> | <b>Kx (mD)</b> | <b>Ky (mD)</b> | <b>Kz (mD)</b> |
|--------------|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>P1</b>    | 6,37           | -              | -              | <b>P43</b>   | -              | -              | 2410,91        |
| <b>P2</b>    | 68,35          | 37,20          | 57,12          | <b>P44</b>   | -              | -              | 5892,37        |
| <b>P3</b>    | 101,23         | 11,04          | 30,60          | <b>P45</b>   | -              | -              | 1945,29        |
| <b>P4</b>    | 71,34          | 35,81          | 38,34          | <b>P46</b>   | -              | -              | 1875,91        |
| <b>P5</b>    | 1,80           | 0,15           | -              | <b>P47</b>   | -              | -              | 1214,47        |
| <b>P6</b>    | -              | 1,29           | -              | <b>P48</b>   | -              | -              | 2436,06        |
| <b>P7</b>    | -              | 0,18           | -              | <b>P49</b>   | -              | -              | 1793,25        |
| <b>P8</b>    | -              | 41,08          | -              | <b>P50</b>   | -              | -              | 4108,40        |
| <b>P9</b>    | -              | 22,59          | -              | <b>P51</b>   | -              | -              | 2474,43        |
| <b>P10</b>   | -              | 146,97         | -              | <b>P52</b>   | -              | -              | 3901,86        |
| <b>P11</b>   | 137,33         | 19,88          | 486,45         | <b>P53</b>   | -              | -              | 5774,58        |
| <b>P12</b>   | 563,00         | -              | 18,57          | <b>P54</b>   | -              | -              | 3271,74        |
| <b>P13</b>   | 1476,13        | 1506,87        | 656,27         | <b>P55</b>   | -              | -              | 1258,36        |
| <b>P14</b>   | 223,47         | 360,66         | 221,48         | <b>P56</b>   | -              | -              | 10653,53       |
| <b>P15</b>   | -              | -              | 249,76         | <b>P57</b>   | -              | -              | 2668,32        |
| <b>P16</b>   | -              | -              | 186,29         | <b>P58</b>   | -              | -              | 4119,69        |

|            |   |   |         |            |   |        |         |
|------------|---|---|---------|------------|---|--------|---------|
| <b>P17</b> | - | - | 95,20   | <b>P59</b> | - | -      | 1811,39 |
| <b>P18</b> | - | - | 111,66  | <b>P60</b> | - | 74,47  | -       |
| <b>P19</b> | - | - | 95,20   | <b>P61</b> | - | 41,94  | -       |
| <b>P20</b> | - | - | 114,53  | <b>P62</b> | - | 15,75  | -       |
| <b>P21</b> | - | - | 67,98   | <b>P63</b> | - | 44,33  | -       |
| <b>P22</b> | - | - | 15,36   | <b>P64</b> | - | 42,32  | -       |
| <b>P23</b> | - | - | 51,35   | <b>P65</b> | - | 12,89  | -       |
| <b>P24</b> | - | - | 80,28   | <b>P66</b> | - | 2,43   | -       |
| <b>P25</b> | - | - | 167,40  | <b>P67</b> | - | 183,37 | -       |
| <b>P26</b> | - | - | 55,36   | <b>P68</b> | - | 3,34   | -       |
| <b>P27</b> | - | - | 62,50   | <b>P69</b> | - | 2,01   | -       |
| <b>P28</b> | - | - | 172,50  | <b>P70</b> | - | 1,72   | -       |
| <b>P29</b> | - | - | 97,050  | <b>P71</b> | - | 3,84   | -       |
| <b>P30</b> | - | - | 71,91   | <b>P72</b> | - | 5,65   | -       |
| <b>P31</b> | - | - | 197,47  | <b>P73</b> | - | 9,99   | -       |
| <b>P32</b> | - | - | 1734,88 | <b>P74</b> | - | 0,42   | -       |
| <b>P33</b> | - | - | 2332,92 | <b>P75</b> | - | 11,70  | -       |
| <b>P34</b> | - | - | 227,22  | <b>P76</b> | - | 2,41   | -       |
| <b>P35</b> | - | - | 220,39  | <b>P77</b> | - | 0,49   | -       |
| <b>P36</b> | - | - | 508,41  | <b>P78</b> | - | 1,49   | -       |
| <b>P37</b> | - | - | 1252,78 | <b>P79</b> | - | 22,45  | -       |
| <b>P38</b> | - | - | 543,74  | <b>P80</b> | - | 113,40 | -       |
| <b>P39</b> | - | - | 90,01   | <b>P81</b> | - | 4,68   | -       |

|            |   |   |         |            |   |      |   |
|------------|---|---|---------|------------|---|------|---|
| <b>P40</b> | - | - | 759,37  | <b>P82</b> | - | 0,65 | - |
| <b>P41</b> | - | - | 5370,81 | <b>P83</b> | - | 4,60 | - |
| <b>P42</b> | - | - | 4761,44 |            |   |      |   |

Para a definição da permeabilidade de cada uma das fácies com a direção, nós analisamos a frequência de bandas em cada um dos 83 pontos de permeabilidade. Em seguida, individualizamos esses valores de acordo com a direção e calculamos medidas de dispersão para eles (Tabela 4). Foi observada que as fácies de maior frequência (A e M) apresentam valores reduzidos de permeabilidade, sendo a fácies A na direção Y a que apresenta menor média de permeabilidade dentre todas as classes analisadas. As fácies ND possuem os maiores valores dessa propriedade, tendo média máxima quando medida na direção Z.

Tabela 4 – Medidas de dispersão da permeabilidade para as fácies de falha de acordo com a direção. DP = Dêsvio padrão.

|          |           | <b>Média (mD)</b> | <b>DP (mD)</b> | <b>Máximo (mD)</b> | <b>Mínimo (mD)</b> |
|----------|-----------|-------------------|----------------|--------------------|--------------------|
| <b>X</b> | <b>A</b>  | 57,92             | 44,82          | 122,67             | 0,41               |
|          | <b>M</b>  | 57,91             | 90,22          | 225,22             | 1,56               |
|          | <b>B2</b> | 159,73            | 106,35         | 320,01             | 14,20              |
|          | <b>B1</b> | 563,00            | 88,54          | 634,30             | 463,90             |
|          | <b>ND</b> | 965,67            | 729,06         | 2152,15            | 146,69             |
| <b>Y</b> | <b>A</b>  | 9,70              | 13,09          | 48,24              | 0,01               |
|          | <b>M</b>  | 12,47             | 16,26          | 58,58              | 0,05               |
|          | <b>B2</b> | 81,69             | 58,20          | 200,50             | 4,53               |
|          | <b>B1</b> | 103,26            | 181,97         | 713,40             | 0,88               |
|          | <b>ND</b> | 1064,29           | 761,09         | 2290,07            | 121,63             |
| <b>Z</b> | <b>A</b>  | 101,57            | 96,77          | 376,53             | 2,72               |

|           |         |         |         |       |
|-----------|---------|---------|---------|-------|
| <b>M</b>  | 241,39  | 191,30  | 557,71  | 14,13 |
| <b>B2</b> | 277,06  | 236,43  | 924,18  | 13,35 |
| <b>B1</b> | 1024,27 | 937,59  | 3553,81 | 14,60 |
| <b>ND</b> | 2839,29 | 1887,20 | 8018,53 | 24,71 |

### 3.4.4. Modelagem

Nós realizamos a modelagem geométrica dos elementos de zona de falha e de fácies de falha para quatro diferentes cenários (Figura 3.10): (1) modelo completo, contendo todas as estruturas; (2) modelo sem zona de dano, onde foi excluído as estruturas *singles*; (3) modelo sem estruturas de linkagem, onde foi excluído as bandas de direção NE-SW; e (4) modelo não deformado, no qual todas as bandas de deformação foram excluídas.

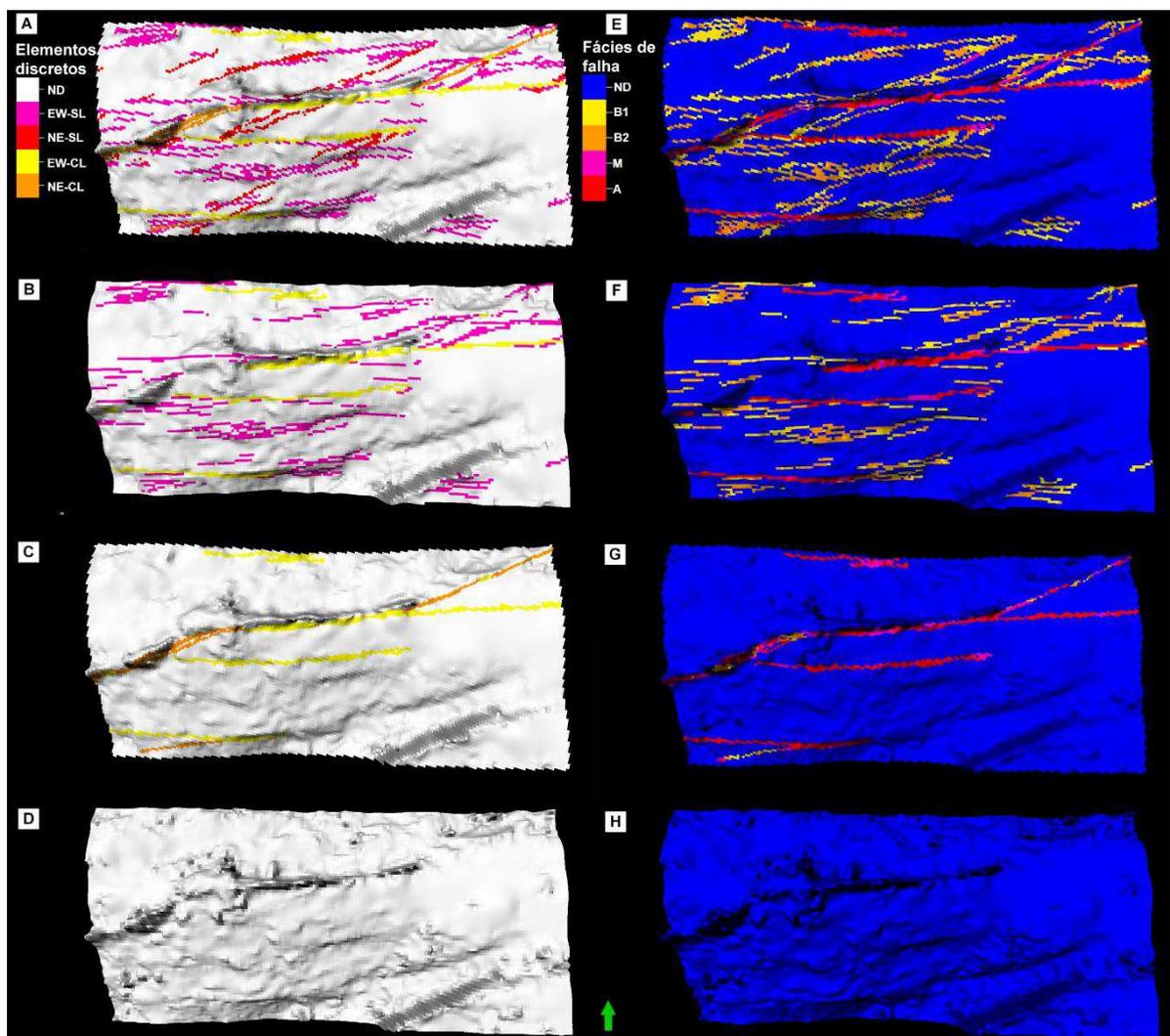


Figura 3.10 - Modelos discretos de elementos de zona de falha: (A) Modelo completo; (B) Modelo sem estruturas de linkagem; (C) Modelo sem zona de dano; (D) Modelo não deformado. Modelos de fácies de falha: (E) Modelo completo; (F) Modelo sem estruturas de linkagem; (G) Modelo sem zona de dano; (H) Modelo não deformado.

Em seguida, as propriedades petrofísicas foram inseridas nesses modelos. A modelagem petrofísica consistiu na geração de quatro modelos de porosidade (Figura 3.11), 12 modelos de permeabilidade direcional (Figuras 3.12 a 3.15) e 12 modelos de razão de permeabilidade (Figuras 3.12 a 3.15). Os modelos de porosidade gerados (Figura 3.11) apresentaram valores de porosidade entre 5-32%, sendo possível verificar que as regiões com a presença de banda de deformação têm valores reduzidos dessa propriedade. Essas reduções são intensificadas nos *clusters*. Já as regiões entre bandas apresentaram maior porosidade, como podemos aferir pelos locais destacados com células em amarelo. Observando as curvas de distribuição de frequência desses modelos (Figura 3.11) aferimos que eles seguem uma distribuição lognormal. Essa distribuição, no entanto, se mostra assimétrica para o modelo completo (Figura 3.11A). A Tabela 5 apresenta os valores de porosidade médio, máximo e mínimo retirados de Febbrari (2017) e Torabi et al. (2021). Esses valores foram aplicados para a modelagem de porosidade do Afloramento 1.

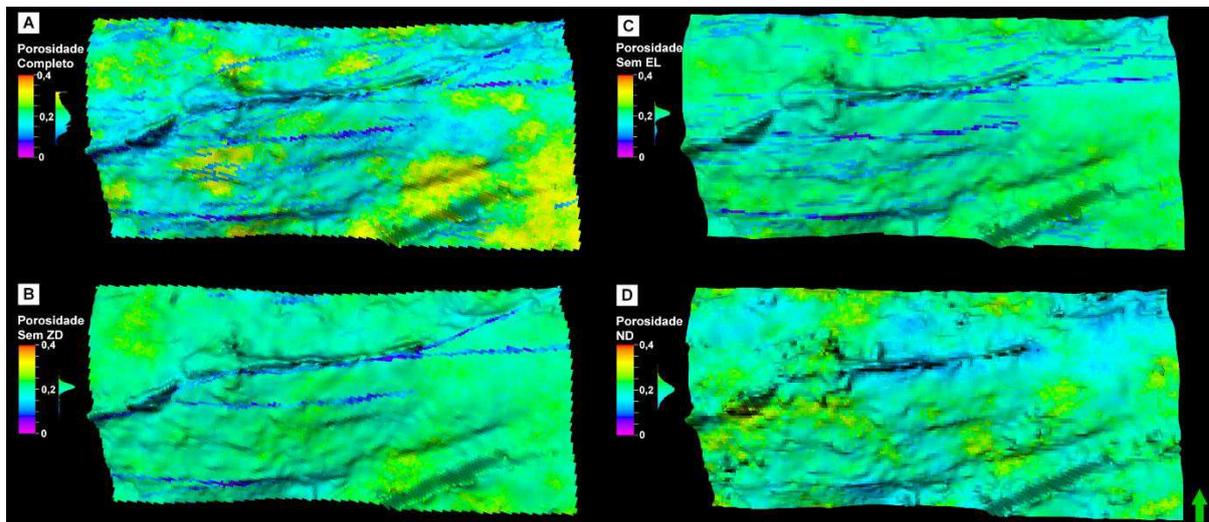


Figura 3.11 - Modelos de distribuição de porosidade: (A) Completo; (B) Sem elementos de linkagem; (C) Sem zona de dano; (D) Não deformado.

Tabela 5 – Medidas de dispersão da porosidade dos elementos de zona de falha do Afloramento 1. CL = *Cluster*, S = *Singles*, EB = *Entre Bandas* e ND = *Não Deformado*.

|           | FEBBRARI (2017) |        |        | TORABI et al. (2021) |        |        |
|-----------|-----------------|--------|--------|----------------------|--------|--------|
|           | MÉDIA           | MÍNIMO | MÁXIMO | MÉDIA                | MAXIMO | MINIMO |
| <b>CL</b> | -               | -      | -      | 11,29                | 15,4   | 6,48   |
| <b>S</b>  | 12,87           | 5,9    | 15,35  | -                    | -      | -      |
| <b>EB</b> | 14,55           | 10,11  | 14,55  | -                    | -      | -      |
| <b>ND</b> | 21,21           | 10,89  | 31,73  | -                    | -      | -      |

Os modelos de permeabilidade, por sua vez, se provaram fiéis aos resultados obtidos pelas análises com minipermeâmetro, ou seja, os modelos na direção Y apresentaram menores valores de permeabilidade do que os modelos na direção X e Z (Figuras 3.12 a 3.15). Essas reduções são evidenciadas pela análise da razão entre os modelos de permeabilidade (Figuras 3.12 a 3.15). Vimos ainda que essa razão é mínima entre as medidas realizadas paralelamente as bandas ( $K_x/K_z$ ), e que as maiores razões se dão entre as medidas realizadas paralelamente e perpendicularmente à direção das bandas ( $K_x/K_y$ ). Já a razão  $K_x/K_y$  apresenta grandes variações entre as células que representam a região deformada (*cluster e single*) e a região entre bandas. Essas variações são sugestivas da existência de anisotropia de permeabilidade no plano tridimensional provocado pelas bandas. Ainda foi possível aferir que as reduções de permeabilidade foram intensificadas nos encontros entre bandas.

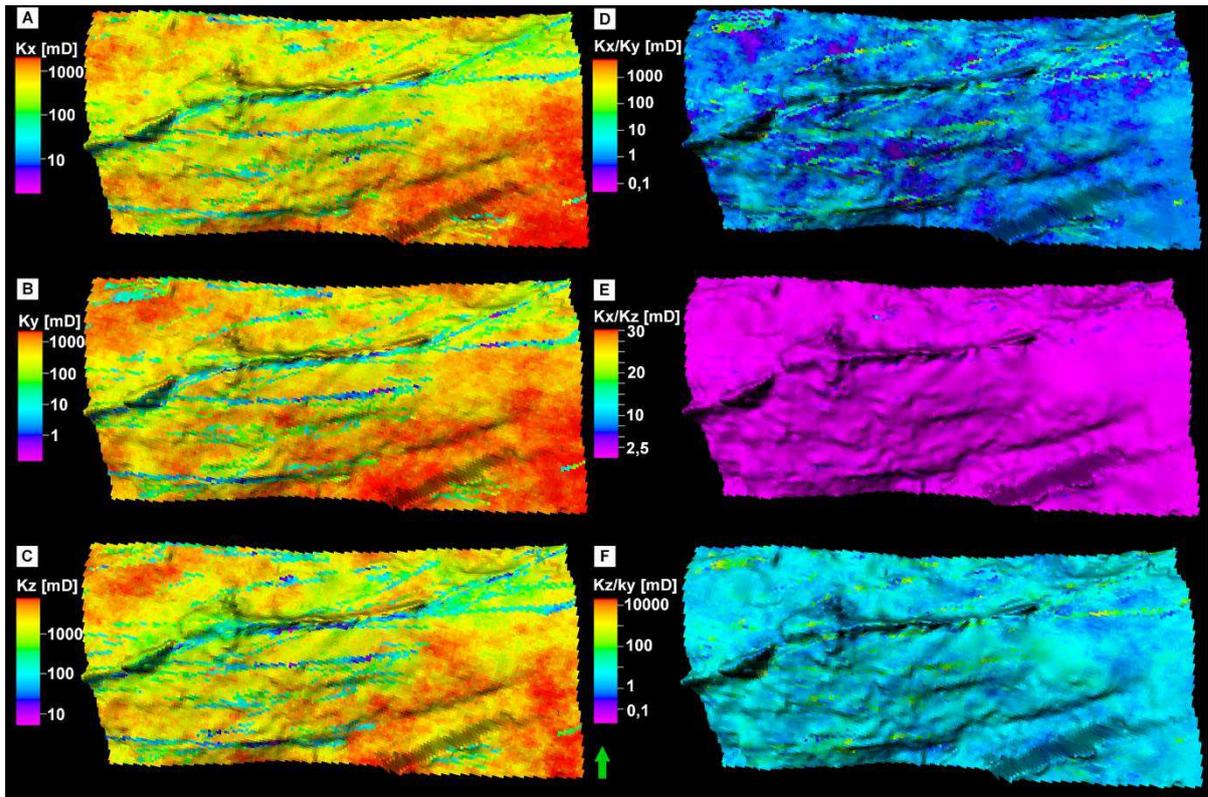


Figura 3.12 - Distribuição da permeabilidade para o modelo completo: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ .

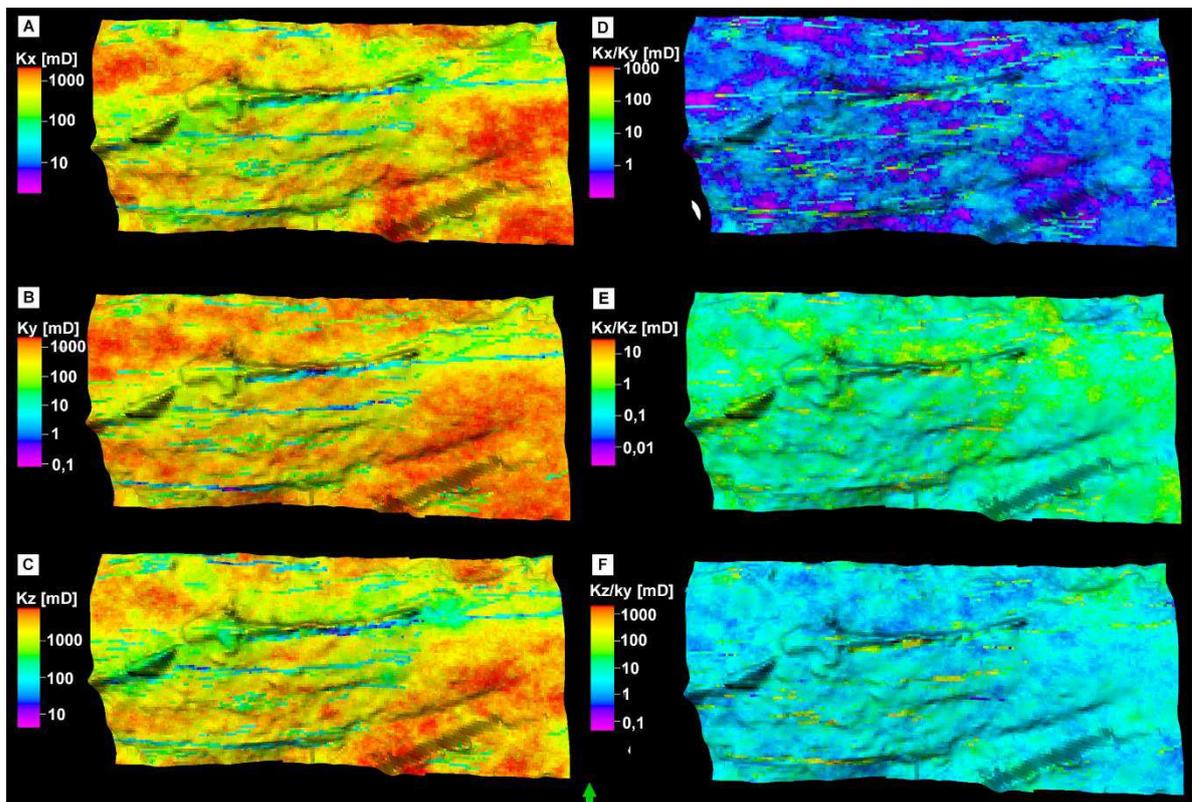


Figura 3.13 - Distribuição da permeabilidade para o modelo sem elementos de linkagem: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ .

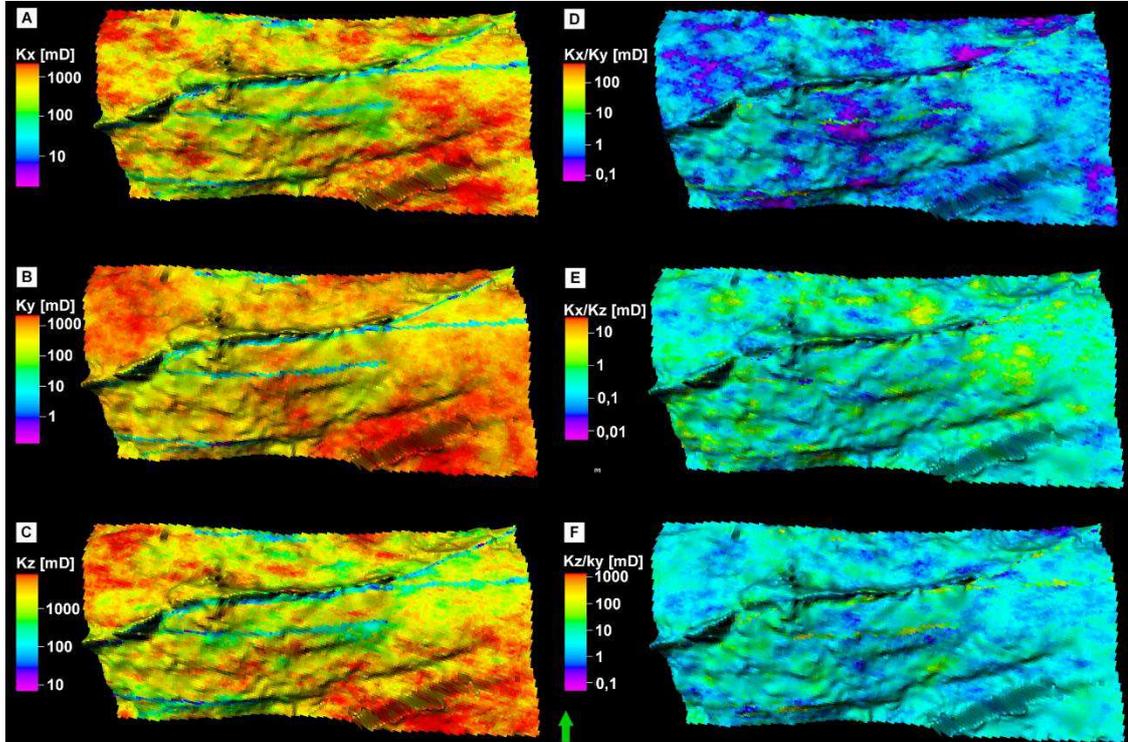


Figura 3.14 - Distribuição da permeabilidade para o modelo sem zona de dano: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ .

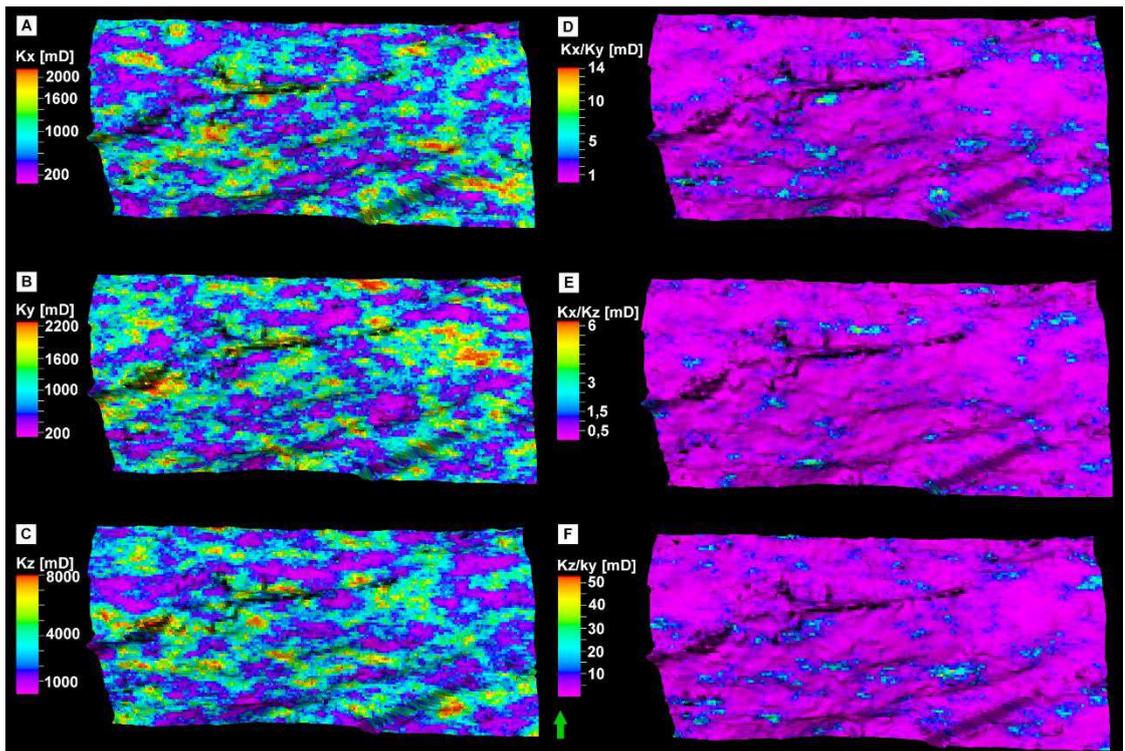


Figura 3.15 - Distribuição da permeabilidade para o modelo não deformado: (A)  $K_x$ ; (B)  $K_y$ ; (C)  $K_z$ ; (D)  $K_x/K_y$ ; (E)  $K_x/K_z$ ; e (F)  $K_z/K_y$ .

### 3.4.5. Simulação de fluxo

Os quatro cenários de zona de falha integrados aos modelos petrofísicos foram submetidos à simulação numérica com tempo de produção de 10 anos e a geração de relatórios quinzenais. Observando o avanço da frente de água nos modelos de saturação do Caso 1 (um poço injetor no extremo NE (Injetor 1) e um poço produtor no extremo SW (Produtor 1) - Figura 3.16), vimos que a presença das bandas de deformação é responsável por deformar essa frente de saturação. Além disso, analisando os modelos de saturação depois de seis anos de produção (Figura 3.16B1-B4), confirmamos que o modelo sem zona de dano é o que possui menor *water breakthrough*. Ademais, constatamos que as estruturas de linkagem retardam o avanço desse fluido em direção ao poço produtor. Já as estruturas E-W se mostram uma barreira mais efetiva ao fluxo de fluidos. Nesse caso, o fluido tende a contornar as bandas desse sentido. Esse comportamento também pode ser observado nos *clusters* menores do afloramento. Esses mesmos resultados foram observados para as simulações do Caso 2 (um poço injetor no extremo NW (Injetor 2) e um poço produtor no extremo SE (Produtor 2)).

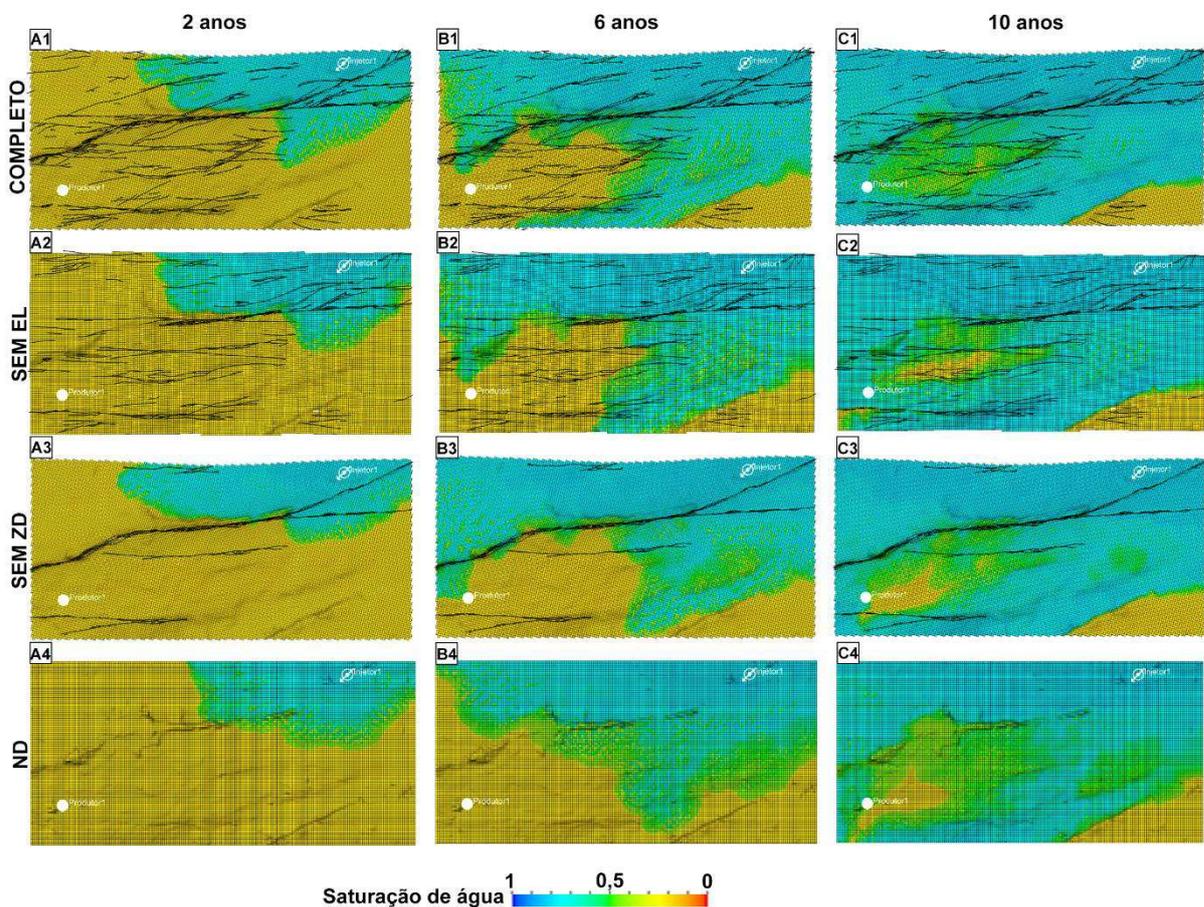


Figura 3.16 – Saturação de água na base do modelo para as simulações do Caso 1. Modelo completo (COMPLETO): (A) 2 anos; (B) 6 anos; (C) 10 anos. Modelo sem estruturas de linkagem (SEM EL): (D) 2 anos; (E) 6 anos; (F) 10 anos. Modelo sem zona de dano (SEM ZD): (G) 2 anos; (H) 6 anos; (I) 10 anos. Modelo não deformado (ND): (J) 2 anos; (K) 6 anos; (M) 10 anos.

Para o tempo de produção simulado a presença da deformação, de maneira geral, se mostrou responsável por antecipar o *water breakthrough*, uma vez que os modelos deformados têm *water breakthrough* menor do que os modelos não deformados (Figura 3.16, 3.17 e Tabela 6). Esse efeito foi maximizado para o modelo sem zona de dano seguido do modelo sem estruturas de linkagem. Ainda é possível aferir a existência de uma relação de proporcionalidade direta entre o tempo para o *water breakthrough* e o fator de recuperação desses modelos.

Quanto a produção acumulada de fluidos (Figura 3.17 e Tabela 6), as simulações referentes ao Caso 1, tiveram uma menor produção de óleo e uma maior produção de água quando comparado com as simulações do Caso 2. Além disso, foi constatado que o Modelo Sem Zona de Dano foi o que apresentou maior produção de água e menor produção de óleo.

Tabela 6 – Resultados das simulações de fluxo. ZD = Zona de Dano; EL = Estruturas de Linkagem; ND = Não Deformado.

|                 | <b>Estratégia de desenvolvimento</b> | <b>Prod. Acum. de óleo (sm<sup>3</sup>)</b> | <b>Fator de recuperação</b> | <b>Water breakthrough (dias)</b> |
|-----------------|--------------------------------------|---|-----------------------------|----------------------------------|
| <b>Completo</b> | Caso 1                               | 498,81                                      | 27,86%                      | 2634                             |
|                 | Caso 2                               | 525,89                                      | 29,37%                      | 3302                             |
| <b>Sem ZD</b>   | Caso 1                               | 499,85                                      | 26,76%                      | 2537                             |
|                 | Caso 2                               | 520,64                                      | 27,87%                      | 3016                             |
| <b>Sem EL</b>   | Caso 1                               | 505,62                                      | 27,41%                      | 2591                             |
|                 | Caso 2                               | 526,64                                      | 28,55%                      | 3198                             |
| <b>ND</b>       | Caso 1                               | 524,97                                      | 28,61%                      | 3198                             |
|                 | Caso 2                               | 537,38                                      | 29,28%                      | 3542                             |

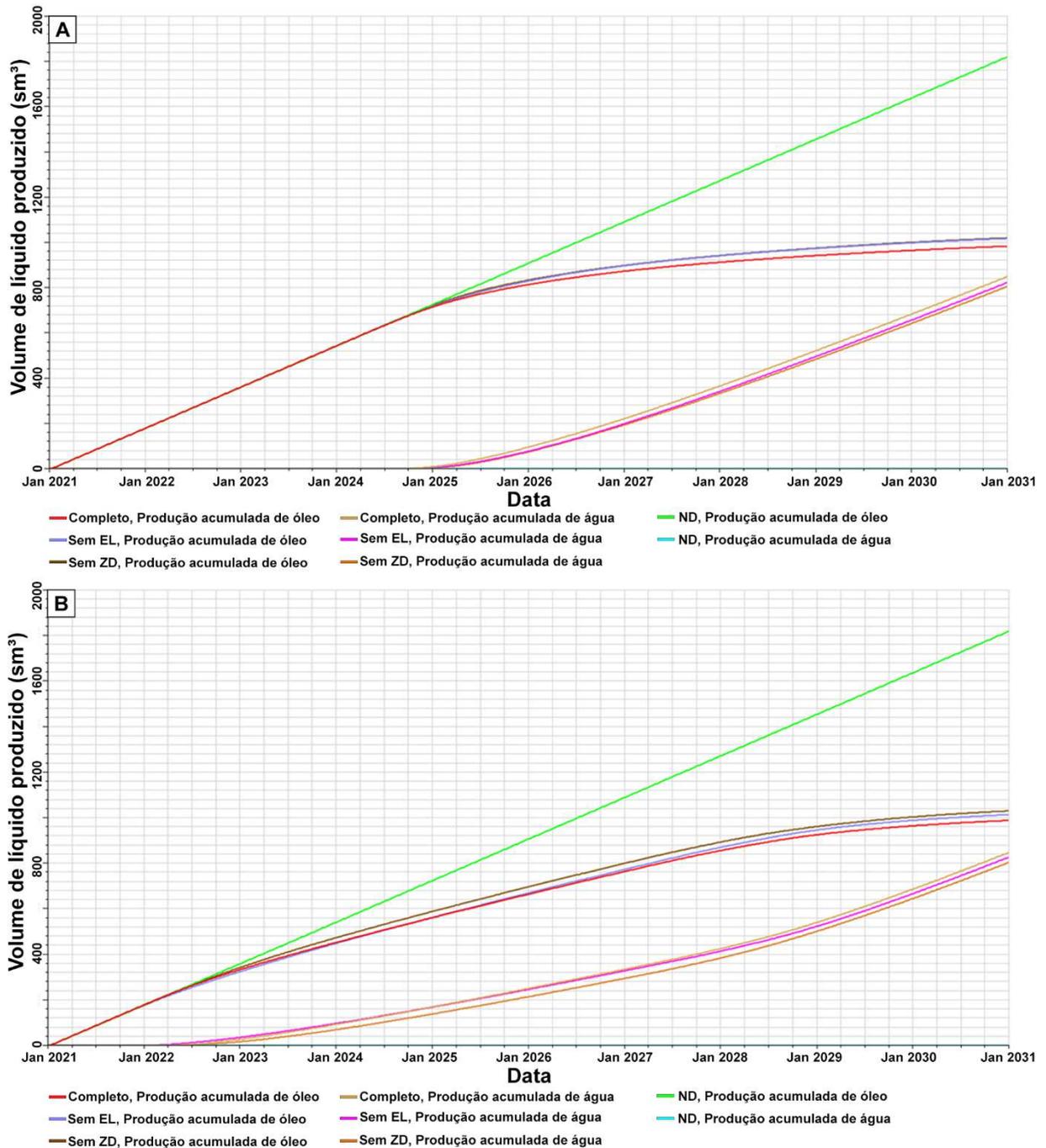


Figura 3.17 – Produção acumulada de fluidos. (A) Caso 1. (B) Caso 2.

### 3.5. DISCUSSÃO

#### 3.5.1. Anisotropia de permeabilidade

No contexto da margem passiva da América do Sul, a caracterização estrutural e o impacto das bandas de deformação nas propriedades físicas das rochas hospedeiras têm sido abordadas em diversos trabalhos desenvolvidos nas bacias sedimentares do Nordeste do Brasil,

tais como na Bacia do Tucano (MEDEIROS et al., 2010; PERALTA GOMES et al., 2018), Bacia do Araripe (CELESTINO et al., 2020), Bacia da Paraíba (BALSAMO et al., 2013) e principalmente na Bacia Rio do Peixe (ARAUJO et al., 2018; MACIEL et al., 2018; NICCHIO et al., 2018; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021; SOUZA et al., 2021).

Diversos estudos prévios foram desenvolvidos na BRP com o objetivo de caracterizar as bandas de deformação que ocorrem nos arenitos conglomeráticos arcoseanos da Formação Antenor Navarro (e.g., ARAUJO et al., 2018; MACIEL et al., 2018; NICCHIO et al., 2018; PONTES et al., 2019; DE SOUZA et al., 2021; NOGUEIRA et al., 2021; TORABI et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022). De uma maneira geral, esses estudos observaram que: (1) as bandas de deformação na Formação Antenor Navarro consistem em bandas cataclásticas (ARAUJO et al., 2018; MACIEL et al., 2018; NICCHIO et al., 2018; PONTES et al., 2019; DE SOUZA et al., 2021; NOGUEIRA et al., 2021; TORABI et al., 2021); (2) um decaimento logarítmico é observado na frequência das bandas à medida que se afastam do núcleo das falhas em direção ao protólito (ARAUJO et al., 2018; SILVA et al., 2022); (3) as bandas de deformação ocorrem em zonas de falhas simples (um único núcleo de falha) ou complexas (vários núcleos de falha) (PONTES et al., 2019); (4) o controle do tamanho do grão na espessura e na frequência das bandas de deformação, de tal maneira que clusters de bandas de deformação e superfícies de deslizamento são observados apenas em arenitos grossos a conglomeráticos (ARAUJO et al., 2018); (5) em aumento na resistência a compressão uniaxial nas bandas em relação às rochas hospedeiras e à rocha não deformada (PONTES et al., 2019; OLIVEIRA et al., 2022); (6) uma redução na porosidade em até duas ordens de magnitude em relação à rocha não deformada (PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SOUZA et al., 2022); (7) uma redução na permeabilidade em até cinco ordens de magnitude em relação à rocha hospedeira e em até seis ordens de magnitude em relação à rocha não deformada (NOGUEIRA et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022).

Em reservatórios homogêneos a permeabilidade é considerada a mesma em todas as direções. Entretanto, ao desconsiderar a anisotropia de permeabilidade para reservatórios heterogêneos, podemos estar negligenciando fortes impactos nos fatores de recuperação desses reservatórios (TIAB; DOANLIDSON, 2004). Estudos anteriores mostraram que as bandas de deformação são responsáveis por criar essas variações petrofísicas (CAVAILHES et al., 2013; FARRELL; HEALY; TAYLOR, 2014; FOSSEN et al., 2017). Cavailhes et al. (2013)

realizaram medidas de permeabilidade direcional em duas falhas normais formadas por arenitos arcoseanos de baixa porosidade, para entender a influência da foliação na permeabilidade de uma zona de falha. As medidas foram orientadas segundo os eixos de deformação principais. Foi visto os maiores valores de permeabilidade seriam para as medidas realizadas paralelas a foliação. Farrell, Healy e Taylor (2014) usaram a medida de permeabilidade em amostras de plugue retiradas em três orientações distintas: (1) normais a falha, (2) ao longo da direção da falha e (3) paralelo ao mergulho da falha. Segundo esses autores, a permeabilidade máxima sempre será para as medidas paralelas ao mergulho da falha, e mínima para as medidas perpendiculares ao plano de falha. Encontramos resultados semelhantes para as medidas de permeabilidade realizadas neste estudo. Esses autores apontaram ainda que as medidas em plugue poderiam vir a excluir o efeito de grandes falhas e das bandas de deformação nos valores de permeabilidade, influenciando nos dados obtidos. Porém, a compatibilidade dos resultados obtidos por ele com o nosso estudo, aponta para a eficácia desse método para medidas em três direções.

Os modelos de permeabilidade, por sua vez, se mostraram fiéis aos resultados obtidos pelas análises com minipermeâmetro, ou seja, os modelos na direção Y apresentaram menores valores de permeabilidade do que na direção X e Z. Essa redução resultou na alteração do fluxo, principalmente na direção perpendicularmente as bandas de deformação.

Diversos estudos têm reportado o impacto das bandas de deformação nas propriedades petrofísicas dos arenitos arcoseanos da BRP (FEBBRARI, 2017; PONTES et al., 2019; NOGUEIRA et al. 2021; TORABI et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022; SILVA et al., 2022; SOUZA et al., 2022). É consenso entre esses autores que as bandas de deformação irão reduzir a permeabilidade e porosidade das rochas hospedeiras e que as maiores reduções se concentram na região de *cluster* seguidas das estruturas *singles*. A análise de permeabilidade deste estudo proveu resultados similares aos supracitados. Podemos notar que essa variação chega a 2 ordens de magnitude quando comparamos os valores médios medidos no *cluster* e os medidos na região entre bandas, e a 7 ordens de magnitude quando comparamos o máximo valor medido na região entre bandas e o mínimo valor medido no *cluster*.

Torabi et al. (2021) realizaram aquisições de permeabilidade no *cluster* principal deste mesmo afloramento, com direção de medição perpendicular as bandas de deformação. Comparando os valores de permeabilidade obtidos por estes autores para o seguimento central da falha (P73-P78, Figura 3.5A e Tabela 3), com os nossos pontos localizados no mesmo

seguimento (P2-P4, Figura 3.5A e Tabela 3), observamos que os valores apresentados por esses autores (0,42 a 11,7 mD) são ligeiramente menores quando comparados aos nossos resultados (11,04 a 37,20 mD).

Silva et al. (2022) realizaram medições de permeabilidade em diferentes subdomínios da zona de dano de um dos segmentos da Falha Malta na BRP. As medidas foram efetuadas paralelamente ao mergulho das bandas, com minipermeâmetro a ar, para cada um dos subdomínios e fácies de falha do afloramento, diferenciando ainda as medidas nas bandas de deformação e no espaço interbandas. Esses autores obtiveram um valor médio de 14,1 mD no *inner damage zone* para medidas realizadas na banda de deformação e de 21,8 mD no interbandas do mesmo subdomínio. No nosso estudo, o valor de permeabilidade médio, para medidas realizadas na mesma direção e no *cluster* principal, que é compatível com esse subdomínio (>6 BD/m), tiveram média de 159,7 mD (Figura 3.9B). Entretanto, é importante frisar que não realizamos a diferenciação entre medidas realizadas nas bandas e no interbandas.

Além disso, as medidas de permeabilidade apresentam valores reduzidos nas estruturas de linkagem quando comparados com o segmento central E-W. Esse resultado é compatível com as análises realizadas por Torabi et al. (2021), que evidencia a relação de proporcionalidade direta existente entre a frequência de bandas e a espessura do núcleo da falha com as variações petrofísicas. Ou seja, quanto mais espesso for o núcleo da falha, menor será o valor de permeabilidade.

### **3.5.2. Estruturas de linkagem e bandas *single* no fluxo de fluidos**

Analisando os fatores de recuperação obtidos após as nossas simulações numéricas, aferimos que presença das estruturas *singles*, a depender da frequência, impacta menos na produtividade as estruturas de linkagem. Ao excluir as estruturas de linkagem estamos facilitando a comunicação entre os poços injetores e produtores, uma vez que as reduções petrofísicas provocadas pelas estruturas NE-SW dificultam a passagem da frente de saturação de água do *footwall* para o *hangingwall* da falha. As estruturas *singles*, por sua vez, formam pequenas nucleações na zona de dano dessa falha, não chegando a ter o mesmo impacto que o *cluster 3*, que se mostra mais eficaz em impedir o avanço da frente de água. Outro fator que fortemente influencia nesses resultados é o contraste de permeabilidade entre as bandas e a rocha hospedeira. No caso das estruturas *singles*, esse contraste é menor. Como apresentado por Rotevatn et al. (2009), as bandas de deformação tem que ter extrema baixa permeabilidade para afetar no fluxo de fluidos e na produtividade de um reservatório.

Ao realizar a simulação numérica de fluxo de fluidos com um poço injetor de água e um produtor de óleo através dessa zona de falha, vimos que as bandas de deformação não compartimentarão o reservatório, e que o fluido tenderá a perpassar o núcleo da falha pelas estruturas de linkagem. Vimos ainda que o modelo sem zona de dano foi o que apresentou maior produção de água e menor produção de óleo. Isso vem a evidenciar o papel das estruturas de linkagem como barreira parcial dentro de um sistema petrolífero, dado o aumento tortuosidade do fluxo de fluidos entre o poço produtor e injetor, provocado pela presença dessas estruturas. Resultados semelhantes foram obtidos por Medeiros et al. (2010) e Souza et al. (2022). Medeiros et al. (2010) mostram a existência de conectividade hidráulica através de uma zona de falha dominada por bandas de deformação cataclásticas, na Bacia de Tucano, Nordeste do Brasil. Já Souza et al. (2022) analisaram o impacto das bandas de deformação no fluxo de fluidos através da modelagem e simulação numérica 2D, usando tensor de permeabilidade equivalente, em reservatórios siliciclásticos. Esses autores mostraram que as reduções petrofísicas provocadas pelas bandas de deformação atuaram como uma barreira parcial ou total de acordo com a sua orientação em relação ao fluxo de fluidos.

### **3.5.3. Bandas de deformação e a produtividade do reservatório**

O estudo do fluxo de fluidos diverge quanto ao impacto das variações petrofísicas provocadas pelas bandas de deformação na produtividade dos reservatórios. Por vezes, a capacidade selante de falhas compostas por bandas de deformação são apontadas como responsáveis pela baixa produtividade de poços de petróleo (HARPER; MOFTAR, 1985; HARPER; LUDIN, 1997), e outras vezes a presença das bandas foi responsável pelo aumento do volume de óleo recuperado (ROTEVATN et al., 2009; QU; TVERANGER, 2016; ROTEVATN et al., 2017). Em nosso caso, considerando os parâmetros petrofísicos registrados no afloramento estudado, ao realizar a comparação entre os modelos deformados com os livres de deformação, vimos que o fator de recuperação é afetado de forma negativa pela presença de deformação. Sugerimos que as heterogeneidades provocadas pelas bandas podem ser um fator depreciador da produtividade desses reservatórios, tendo em vista o aumento da tortuosidade e sinuosidade do fluxo gerados pela presença das bandas de deformação (TORABI; FOSSEN, 2009).

No fluxo monofásico, a espessura das bandas o contraste de permeabilidade entre a rocha hospedeira e as bandas de deformação são os principais fatores controladores do fluxo de fluidos (FOSSEN et al., 2007; SOUZA et al., 2022). Porém, fatores como: (i) espessura da zona

de dano, (ii) proporção das fácies de falha (intensidade de deformação), (iii) extensão dos *clusters* das fácies de falha e (iv) a frequência das bandas de deformação (distribuição das intensidade de deformação), podem afetar fortemente esse tipo de fluxo (FACHRI et al., 2013; e esse estudo). Quando este é bifásico a pressão capilar também será relevante (MANZOCCHI et al., 2002; FOSSEN et al., 2007). Apesar disso, na prática, o fluxo irá depender de como se dá a variação da espessura das bandas de deformação e se o seu contraste de permeabilidade é de pelo menos 3 ordens de magnitude (FOSSEN et al., 2007; SOUZA et al., 2022). Fossen e Bale (2007), afirmam que as reduções de permeabilidade gerada pelas bandas de deformação podem chegar a 6 ordens de magnitude em casos extremos, e que a média dos dados presentes na literatura, até então, era de 2-3 ordens de magnitude.

Rotevatn et al. (2009) e Qu e Tveranger (2016) realizaram simulações semelhantes às do presente estudo para poços perpendiculares a zonas afetadas por bandas de deformação. Segundo esses autores, a presença das bandas de deformação é responsável por atrasar o *water breakthrough*, por antecipar o abandono dos poços e por aumentar o volume de óleo recuperado. Ainda segundo esses autores, esse efeito é intensificado quando a taxa de variação de permeabilidade entre as bandas de deformação e a rocha hospedeira é maior que quatro ordens de magnitude. Os resultados observados nas simulações para esse estudo, seguindo os modelos completo e o não deformado se mostraram divergentes com essas afirmações, com exceção do tempo para *water breakthrough*, que foi maior para o modelo não deformado (Tabela 6). Nosso resultados, no entanto, se mostraram compatíveis com os obtidos por Stohler (2021), que realiza simulações com linhas de fluxo, com um poço injetor e dois produtores, para entender o impacto das zonas falha no fluxo de fluidos de arenitos deformados. Esse autor mostra que ao incorporar o impacto das bandas de deformação nos modelos de zona de falha, utilizando permeabilidade equivalente, estes terão sua produtividade negativamente afetado, quando comparados aos modelos livres de deformação. Ainda foi observado que os modelos com representação da zona de dano tem menor produção de óleo e alta pressão de injeção Stohler (2021).

Ainda sobre a produção acumulada de fluidos desses modelos, temos que as simulações do Caso 1 tiveram uma maior produção, tanto de água quando de óleo quando comparado com os do Caso 2. Esse resultado pode ter sido influenciado pela proximidade do poço injetor à falha principal possibilitando a passagem prematura da frente de saturação de água pelo *cluster* principal. Como predito por Torabi et al. (2021), a drenagem dessa zona de dano se deu preferencialmente em torno da zona de dano, sendo o fluxo restrito através da zona de falha.

### 3.6. CONCLUSÕES

O presente estudo analisou o efeito das estruturas de linkagem nas propriedades permoporosas e na produtividade de uma zona de falha na BRP, Nordeste do Brasil. A análise da permeabilidade mostrou que a intensidade de deformação é inversamente proporcional a permeabilidade dos arenitos, e que a essas estruturas serão fator gerador de anisotropia de permeabilidade nas três direções do plano de falha. Nossos resultados indicam que a deformação irá impactar negativamente na produtividade dos reservatórios petrolíferos quando analisamos a produção através dessa zona de falha. Além disso, vimos que as estruturas de linkagem tem mais impacto na produtividade quando comparadas com as estruturas *singles*. Evidenciamos ainda que uma zona de falha composta por bandas de deformação não irá compartimentar um reservatório petrolífero. Ademais, vimos que a presença das bandas de deformação será responsável por antecipar o *water breakthrough*, por reduzir o volume de óleo recuperado e aumentar a produção de água de um reservatório petrolífero.

## CAPÍTULO 4 – INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES

O presente estudo se mostrou eficaz no entendimento do papel das estruturas de linkagem durante o fluxo de fluidos. A riqueza de dados do afloramento estudado possibilitou a realização de uma modelagem geológica e petrofísica bastante precisa para esse afloramento. Esse fato possibilitou ainda a abrangência do nosso estudo além do papel das estruturas de linkagem, mas também da grande importância da representação das estruturas *singles* durante a modelagem de uma zona de falha. Outro fato que favoreceu bastante a acurácia desse estudo foi a boa exposição vertical e lateral da zona de falha.

Outros importantes resultados advindos desse estudo são:

- Fluxograma de modelagem de uma zona de falha simples a partir do estudo das fácies de falha e da caracterização geológica de zonas de falha em arenitos porosos;
- As bandas de deformação serão fator gerador de anisotropia de permeabilidade nas três direções do plano das bandas, sendo que as medições realizadas paralelamente ao mergulho da bandas a de maior valor dessa propriedade, seguido das paralelas a direção das bandas;
- As medidas realizadas perpendicularmente às bandas de deformação são as que apresentam menores valores de permeabilidade;
- Para os quatro cenários analisados, a presença das bandas de deformação se mostrou responsável por antecipar o *water breakthrough*, por reduzir o volume de óleo recuperado e aumentar a produção de água de um reservatório petrolífero. Esses fatores foram influenciados pela canalização promovida pela arquitetura da rede de bandas e suas características específicas;
- A proximidade do poço injetor com o núcleo da falha se mostrou prejudicial a produtividade.

Em trabalhos subsequentes, os modelos podem vir a ser ampliados para que esses passem a escala de reservatório. Além disso, os modelos do presente trabalho podem ser aplicados para o estudo hidromecânico da zona de falha pela nucleação de rupturas por cisalhamento nas bandas de deformação. A modelagem do modelo não deformado pode ser realizada a partir do estudo de um afloramento não deformado a fim de obter uma relação espacial entre fácies não deformadas e os valores petrofísicos. Outra sugestão para trabalhos futuros é a análise de como as variações do fator de transmissibilidade ao longo do núcleo da falha podem influenciar no desempenho do reservatório quando o fluido é forçado a atravessar a falha, ou seja, quando a falha principal tem suas terminações além do limite do modelo. Por fim, novas estratégias de desenvolvimento podem ser aplicadas a fim de observar as melhores configurações de poços para a produção através de uma zona de falha simples.

## REFERÊNCIAS

AAPG. *Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications*. Oklahoma: AAPG, 2012. (4).

AL-NAJEM, A.; PIRAYESH, E.; SOLIMAN, M. Y.; SIDDIQUI, S. *Streamlines simulation of barrier fracture as a novel water shutoff technique*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 3, n. 4, p. 243–254, 2013.

ALABERT, F. G.; AQUITAINE, E.; MODOT, V. *Stochastic models of reservoir heterogeneity: Impact on connectivity and average permeabilities*. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, v. Sigma, p. 355–370, 1992.

ALIKARAMI, R.; TORABI, A.; KOLYUKHIN, D.; SKURTVEIT, E. *Geostatistical relationships between mechanical and petrophysical properties of deformed sandstone*. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 63, p. 27–38, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijrmms.2013.06.002>>.

ARAUJO, R. E. B.; BEZERRA, F. H. R.; NOGUEIRA, F. C. C.; BALSAMO, F.; CARVALHO, B. R. B. M.; SOUZA, J. A. B.; SANGLARD, J. C. D.; DE CASTRO, D. L.; MELO, A. C. C. *Basement control on fault formation and deformation band damage zone evolution in the Rio do Peixe Basin, Brazil*. *Tectonophysics*, v. 745, n. January, p. 117–131, 2018.

BALLAS, G.; FOSSEN, H.; SOLIVA, R. *Factors controlling permeability of cataclastic deformation bands and faults in porous sandstone reservoirs*. *Journal of Structural Geology*, v. 76, p. 1–21, jul. 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsg.2015.03.013>>.

BALSAMO, F.; BEZERRA, F. H. R.; VIEIRA, M. M.; STORTI, F. *Structural control on the formation of iron-oxide concretions and liesegang bands in faulted, poorly lithified cenozoic sandstones of the paraíba basin, Brazil*. *Bulletin of the Geological Society of America*, v. 125, n. 5–6, p. 913–931, 2013.

BLENKINSOP, T. G.; KRUHL, J. H.; KUPKOVÁ, M. *Fractals and Dynamic Systems in Geoscience*. Berlim: Springer Basel, 2000.

BOTTER, C.; CARDOZO, N.; ROTEVATN, A.; LECOMTE, I.; PATON, G. *Seismic Characterization Of Fault Facies Models*. Interpretation, v. 5, n. 4, 2017.

BOWMAN, M. B.J.; SMYTH, H. R. *Reducing uncertainty and risk through field-based studies*. Geological Society Special Publication, v. 436, n. 1, p. 1–8, 2016.

BUSSAB, W. de O.; MORETTIN, P. A. *Estatística básica*. 8. ed. São Paulo: Saraiva, 2013. 348 p.

CAERS, J. *Petroleum geostatistics*. Texas: Society Of Petroleum Engineers, 2005. 88 p.

CAINE, J. S.; EVANS, J. P.; FORSTER, C. B. *Fault zone architecture and permeability structure*. Geology, v. 24, n. 11, p. 1025–1028, 1996.

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, v. 47, p. 47–54, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2013.06.001>>.

CAVAILHES, T.; SIZUN, J. P.; LABAUME, P.; CHAUVET, A.; BUATIER, M.; SOLIVA, R.; MEZRI, L.; CHARPENTIER, D.; LECLERE, H.; TRAVE, A.; GOUT, C. *Influence of fault rock foliation on fault zone permeability: The case of deeply buried arkosic sandstones (Grès d'Annot, southeastern France)*. AAPG Bulletin, v. 97, n. 9, p. 1521–1543, 2013.

CELESTINO, M. A. L.; MIRANDA, T. S.; MARIANO, G.; ALENCAR, M.L.; CARVALHO, B. R. B. M.; FALCÃO, T. C.; TOPAN, J. G.; BARBOSA, J. A. GOMES, I. F. *Fault damage zones width: Implications for the tectonic evolution of the northern border of the Araripe Basin, Brazil, NE Brazil*. Journal of Structural Geology, v. 138, n. June, p. 104116, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jsg.2020.104116>>.

CONSENTINO, L. *Integrated reervoir studies*. Paris: Technip, 2001. 310 p.

COWIE, P. A.; SORNETTE, D.; VANNESTE, C. *Multifractal scaling properties of a growing fault population*. Geophysical Journal International, v. 122, n. 2, p. 457–469, 1995.

COX, S. J.D.; SCHOLZ, C. H. *On the formation and growth of faults: an experimental study*. Journal of Structural Geology, v. 10, n. 4, p. 413–430, 1988.

DAVATZES, N. C.; AYDIN, A. *Distribution and nature of fault architecture in a layered sandstone and shale sequence: An example from the Moab fault, Utah*. AAPG Memoir, n. 85, p. 153–180, 2005.

DE CASTRO, D. L.; DE OLIVEIRA, D. C.; GOMES CASTELO BRANCO, R. M. *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, v. 24, n. 2–4, p. 184–202, 2007.

DE SOUZA, D. H. S. NOGUEIRA, F. C. C. VASCONCELOS, D. L.; TORABI, A.; SOUZA, J. A. B. NICCHIO, M. A.; PÉREZ, Y. A. R.; Balsamo, F. *Growth of cataclastic bands into a fault zone: A multiscale process by microcrack coalescence in sandstones of Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. Journal of Structural Geology, v. 146, n. February, 2021.

DEUTSCH, C.V. *What in the Reservoir is Geostatistics Good For?* Journal Of Canadian Petroleum Technology, [s.l.], v. 45, n. 04, p.14-20, 1 abr. 2006. Society of Petroleum Engineers (SPE).

DONOSO, J. M. *A contribution to improve facies object modeling of meandering rivers depositional systems*. 2016. 134 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia, Energy Resources Engineering, Universidade de Stanford, California, 2016.

FACHRI, M.; ROTEVATN, A.; TVERANGER, J. *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, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.05.016>>.

FACHRI, M.; TVERANGER, J.; BRAATHEN, A.; SCHUELLER, S. *Sensitivity of fluid flow to deformation-band damage zone heterogeneities: A study using fault facies and truncated gaussian simulation*. Journal of Structural Geology, v. 52, n. 1, p. 60–79, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsg.2013.04.005>>.

FACHRI, M.; TVERANGER, J.; BRAATHEN, A.; RØE, P. *Volumetric faults in field-sized reservoir simulation models: A first case study*. AAPG Bulletin, 2016. v. 100, n. 5, p. 795–817.

FARRELL, N. J.C.; HEALY, D.; TAYLOR, C. W. *Anisotropy of permeability in faulted porous sandstones*. *Journal of Structural Geology*, v. 63, p. 50–67, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsg.2014.02.008>>.

FEBBRARI, C. *Proprietà petrofisiche di zone di faglia in arenarie poco litificate del Bacino Rio do Peixe, Paraíba, Brasile*. 2017. 63 f. Tese (Doutorado) - Curso de Geologia, Università di Parma, Natal, 2017.

FOSSSEN, H.; BALE, A. *Deformation bands and their influence on fluid flow*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 91, n. 12, p. 1685–1700, 2007.

FOSSSEN, H.; SCHULTZ, R. A.; SHIPTON, Z. K.; MAIR, K. *Deformation bands in sandstone: A review*. *Journal of the Geological Society*, v. 164, n. 4, p. 755–769, 2007.

FOSSSEN, H., SOLIVA, R., BALLAS, G., TRZASKOS, B. CAVALCANTE, C.; SCHULTZ, R. A. *A review of deformation bands in reservoir sandstones: Geometries, mechanisms and distribution*, *Geological Society Special Publication*, v. 459, n. 1, p. 9–33, 2017. DOI: 10.1144/SP459.4.

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*. *Journal of Structural Geology*, v. 16, n. 5, p. 647–661, 1994.

HASUI, Y., CARNEIRO, C.D.R., ALMEIDA, F.F.M., BARTORELLI, A. *Geologia do Brasil*. São Paulo: Beca. 900p., 2012.

HARPER, T. R.; LUNDIN, E. R. *Fault seal analysis: reducing our dependence on empiricism*. *Hydrocarbon Seals - Importance for Exploration and Production*, p. 149–164, 1997.

HARPER, T.; MOFTAH, I. *Skin effect and completion options in the Ras Budran Reservoir*. In: *Society of Petroleum Engineers Middle East Oil Technical Conference and Exhibition*. SPE, 13708, p. 211–226, 1985.

HEALY, D.; JONES, R. R.; HOLDSWORTH, R. E. *Three-dimensional brittle shear fracturing by tensile crack interaction*. *Nature*, v. 439, n. 7072, p. 64–67, 2006.

HORII, H.; NEMAT-NASSER, S. *Compression-induced microcrack growth in brittle solids: Axial splitting and shear failure*. Journal of Geophysical Research, v. 90, n. B4, p. 3105, 1985.

HOWELL, J. A.; MARTINIUS, A. W.; GOOD, T. R. *The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook*. Geological Society, London, Special Publications, v. 387, n. 1, p. 1–25, 2014.

HURST, A.; HUUSE, M.; DURANTI, D.; VIGORITO, M.; JAMESON, E.; SCHWAB, A. *Application of outcrop analogues in successful exploration of a sand injection complex, Volund Field, Norwegian North Sea*. Geological Society Special Publication, v. 436, n. 1, p. 75–92, 2016.

JAMISON, W. R. *Fault-fracture strain in Wingate Sandstone*. Journal of Structural Geology, v. 11, n. 8, p. 959–974, 1989.

KOLYUKHIN, D. R.; LISITSA, V. V.; PROTASOV, M. I.; QU, D.; RESHETOVA, G. V.; TVERANGER, J.; TCHEVERDA, V. A.; VISHNEVSKY, D. M. *Seismic imaging and statistical analysis of fault facies models*. Interpretation, v. 5, n. 4, p. SP71–SP82, 2017.

MACIEL, I. B.; DETTORI, A.; BALSAMO, F.; BEZERRA, F. H. R.; VIEIRA, M. M.; NOGUEIRA, F. C. C.; SALVIOLI-MARIANI, E.; SOUSA, J. A. B. *Structural control on clay mineral authigenesis in faulted arkosic sandstone of the Rio do Peixe Basin, Brazil*. Minerals, v. 8, n. 9, 2018.

MANZOCCHI, T.; HEATH, A. E.; WALSH, J. J.; CHILDS, C. *The representation of two phase fault-rock properties in flow simulation models*. Petroleum Geoscience, v. 8, n. 2, p. 119–132, 2002.

MARQUES, A.; HOROTA, R. K.; DE SOUZA, E. M.; KUPSSINSKÜ, L.; ROSSA, P.; AIRES, A. S.; BACHI, L.; VERONEZ, M. R.; GONZAGA, L.; CAZARIN, C. L. *Virtual and digital outcrops in the petroleum industry: A systematic review*. Earth-Science Reviews, v. 208, 2020.

MATOS, R. M. D. *The Northeast Brazilian Rift System*. Tectonics, v. 11, n. 4, p. 766–791, 1992.

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, v. 32, n. 11, p. 1783–1791, 2010. DOI: 10.1016/j.jsg.2009.08.019.

NELSON, P. H. *Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks*. Log Analyst: Journal Article, [s.l.], v. 35, n. 3, p.38-62, jun. 1994.

NICCHIO, M. A.; NOGUEIRA, F. C. C.; BALSAMO, F.; SOUZA, J. A. B.; CARVALHO, B.R.B.M.; BEZERRA, F.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, v. 107, n. December, p. 132–141, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.12.013>>.

NOGUEIRA, F. C. C.; OLIVEIRA, M. S.; CASTRO, D. L. *Reconhecimento Aeromagnético E Gravimétrico Do Arcabouço Estrutural Da Bacia Rio Do Peixe - Pb*. v. 17, n. 1, p. 74–87, 2004.

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, n. September 2015, p. 92–107, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.tecto.2014.12.016>>.

NOGUEIRA, F. C.C.; NICCHIO, M. A.; BALSAMO, F.; SOUZA, J. A.B.; 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, v. 124, n. November 2020, p. 104825, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104825>>.

ODEH, A S. *Basic analysis*. Pure and Applied Mathematics, v. 106, n. C, p. 5–28, 1983.

OGILVIE, S. R.; GLOVER, P. W.J. *High resolution petrophysical measurements of deformation bands in sandstones*. Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy, v. 26, n. 1–2, p. 27–32, 2001.

OLIVEIRA, L.S.B.; NOGUEIRA, F.C.C.; VASCONCELOS, D.L.; BALSAMO, F., BEZERRA, F.H.R.; PÉREZ, Y.A.R. *Mechanical stratigraphy influences deformation band pattern in arkosic sandstones, Rio do Peixe Basin, Brazil*. *Journal of Structural Geology*. v. 155, 2022.

PARENTE, J. T. M. A. *Otimização de vazão de poços injetores em projeto de injeção de água utilizando simulação por linhas de fluxo*. 2008. 78 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

PERALTA GOMES, C.; FOSSEN, H.; ALMEIDA, R. P.; SALMONI, B. *Subseismic deformation in the Vaza-Barris Transfer Zone in the Cretaceous Recôncavo-Tucano-Jatobá rift system, NE Brazil*. *Journal of Structural Geology*, v. 117, p. 81–95, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.09.007>>.

PÉREZ, Y. A. R. *Caracterização geométrica e parametrização de depósitos transicionais recentes e sua aplicação na modelagem de reservatórios petrolíferos*. 2008. 126 f. Tese (Doutorado) - Curso de Geodinâmica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

PONTES, C. C.C.; NOGUEIRA, F. C.C.; BEZERRA, F. H. R.; BALSAMO, F.; MIRANDA, T. S.; 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*, v. 114, n. November 2018, p. 153–163, 2019.

PYRCZ, M. J.; DEUTSCH, C. V. *Geostatistical Reservoir Modeling*. [s.l.]: Oxford University Press, 2014. 448 p

QU, D.; RØE, P.; TVERANGER, J. *A method for generating volumetric fault zone grids for pillar gridded reservoir models*. *Computers and Geosciences*, v. 81, p. 28–37, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2015.04.009>>.

QU, D.; TVERANGER, J. *Incorporation of deformation band fault damage zones in reservoir models*. *AAPG Bulletin*, v. 101, n. 8, p. 423–443, 2016.

QU, D.; TVERANGER, J.; FACHRI, M. *Influence Of Deformation-Band Fault Damage Zone On Reservoir Performance*. *Interpretation*, v. 5, n. 4, p. 41–56, 2017.

RAMOS, G. V. ; VASCONCELOS, D. L. ; MARQUES, F. O. ; DE CASTRO, D. L. ; NOGUEIRA, F. C.C. ; BEZERRA, F. H.R. ; PEREZ, Y. A.R. ; SOUZA, J. A.B. ; MEDEIROS, V. C. *Relations between inherited basement fabric and fault nucleation in a continental setting: The Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. Marine and petroleum geology. v. 139, p. 105635, 2022.

RAPOZO, B.F.; CÓRDOBA, V.C.; ANTUNES, A.F., Tectono-Stratigraphic Evolution of a Cretaceous Intracontinental Rift: Example From Rio Do Peixe Basin, North-Eastern Brazil. Mar. Pet. Geol. 126, 104899, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.104899>>.

ROESNER, H.E.; LANA, C.C.; LE HERISSÉ, A.; MELO, J.H.G. Bacia do Rio do Peixe (PB). Novos resultados biocronoestratigráficos e paleoambientais. In: Carvalho, I.S., Srivastava, N.K., Strohschoen, Jr, O., Lana C.C., (Eds.), Paleontologia: Cenários de Vida, 3. Rio de Janeiro. Interciência p.135–141, 2011.

Romano, C. R.; Zahasky, C.; Garing, C.; Minto, J. M.; Benson, S. M.; Shipton, Z. K.; Lunn, R. J. Subcore Scale Fluid Flow Behavior in a Sandstone With Cataclastic Deformation Bands. v. 56, 2020.

ROTEVATN, A. TVERANGER, J.; HOWELL, J. A. FOSSEN, H. *Dynamic investigation of the effect of a relay ramp on simulated fluid flow: Geocellular modelling of the Delicate Arch Ramp, Utah*. Petroleum Geoscience, v. 15, n. 1, p. 45–58, 2009.

ROTEVATN, A. FOSSMARK, H. S.; BASTESEN, E.; THORSHEIM, E.; TORABI, A. *Do deformation bands matter for flow? Insights from permeability measurements and flow simulations in porous carbonate rocks*. Petroleum Geoscience, v. 23, n. 1, p. 104–119, 2017.

SCHLUMBERGER. *ECLIPSE: FrontSim Streamline Simulation*. Disponível em: <<https://www.software.slb.com/products/eclipse/simulators/frontsim-streamline-simulator>>. Acesso em: 15 jan. 2020.

SEIFERT, D.; JENSEN, J. L. *Object and pixel-based reservoir modeling of a braided fluvial reservoir*. Mathematical Geology, v. 32, n. 5, p. 581–603, 2000.

SHIPTON, Z. K., COWIE, P. A. *Damage zone and slip-surface evolution over  $\mu\text{m}$  to km scales in high-porosity Navajo sandstone, Utah*, Journal of Structural Geology, v. 23, n. 12, p. 1825–1844, 2001. DOI: 10.1016/S0191-8141(01)00035-9.

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 J. Geol. v.44, p. 561–578, 2014. DOI: 10.5327/Z23174889201400040004.

SILVA, M. E.; NOGUEIRA, F. C.C.; PÉREZ, Y.A.R.; VASCONCELOS, D. L.; STOHLER, R. C.; SANGLARD, J. C.D.; BALSAMO, F.; BEZERRA, F. H.R.; CARVALHO, B. R.B.M.; SOUZA, J. A.B. *Permeability modeling of a basin-bounding fault damage zone in the Rio do Peixe Basin, Brazil*. Marine and Petroleum Geology, v. 135, p. 1-22, 2022.

SKURTVEIT, E.; TORABI, A.; SUNDAL, A.; BRAATHEN, A. *The role of mechanical stratigraphy on CO<sub>2</sub> migration along faults – examples from Entrada Sandstone, Humberg Flats, Utah, USA*. International Journal of Greenhouse Gas Control. v. 109, 2021.

SOUZA, F. M.; GOMES, I. F.; NOGUEIRA, F. C. C.; VASCONCELOS, D. L.; CANABARRO, B.; SOUZA, J. A. B.; GUIMARÃES, L. J. N.; BESERRA, L. B. S. *2D modeling and simulation of deformation bands' effect on fluid flow: Implications for hydraulic properties in siliciclastic reservoirs*. Journal of Structural Geology, v. 158, p.1-18, 2022.

STOHLER, R. C. *Modelagem numérica 3d e simulação do impacto de bandas de deformação no escoamento em meio poroso*. 2021. 224 f. Dissertação (Mestrado) – Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

SYVERSVEEN, A. R.; SKORSTAD, A.; SOLENG, H.H.; RØE, P.; TVERANGER, J. *Facies modeling in fault zones Introduction Fault Facies Workflow*. n. September, 2006.

TIAB, D.; DOANLDSO, Erle C. *Petrophysics*. [S.l: s.n.], 2004.

TVERANGER, J.; BRAATHEN, A.; SKAR, T.; SKAUGE, A. *Centre for Integrated Petroleum Research - Research activities with emphasis on fluid flow in fault zones*. Norsk Geologisk Tidsskrift. v. 85, p-63-71, 2005.

TORABI, A. *Deformation bands in porous sandstones*. Journal of Geophysical Research, n. December, 2007. Disponível em: <[http://org.uib.no/cipr/Education/PhD/Geo/2008\\_Torabi.pdf](http://org.uib.no/cipr/Education/PhD/Geo/2008_Torabi.pdf)>.

TORABI, A.; FOSSEN, H.; ALAEI, B. *Application of spatial correlation functions in permeability estimation of deformation bands in porous rocks*. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 113, n. 8, p. 1–10, 2008.

TORABI, A.; FOSSEN, H. *Spatial variation of microstructure and petrophysical properties along deformation bands in reservoir sandstones*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 93, n. 7, p. 919–938, 2009.

TORABI, A.; ALIKARAMI, R. *Heterogeneity within deformation bands in sandstone reservoirs*. *46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2012*, v. 3, p. 1997–2003, 2012.

TORABI, A.; FOSSEN, H.; BRAATHEN, A. *Insight into petrophysical properties of deformed sandstone reservoirs*. *AAPG Bulletin*, v. 97, n. 4, p. 619–637, 2013.

TORABI, A.; ALAEI, B.; ELLINGSEN, T. S.S. *Faults and fractures in basement rocks, their architecture, petrophysical and mechanical properties*. *Journal of Structural Geology*, v. 117, p. 256–263, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.07.001>>.

TORABI, A.; BALSAMO, F.; NOGUEIRA, F. C. C.; VASCONCELOS, D. L.; SILVA, A. C. E.; BEZERRA, F. H. R. SOUZA, J. A. B. *Variation of thickness, internal structure and petrophysical properties in a deformation band fault zone in siliciclastic rocks*. *Marine and Petroleum Geology*, v. 133, p. 1-24, 2021.

VASCONCELOS, D. L.; MARQUES, F. O.; NOGUEIRA, F. C.C.; PÉREZ, Y. A.R.; BEZERRA, F. H.R.; STOHLER, R. C.; SOUZA, J. A. B. *Tectonic inversion assessed by integration of geological and geophysical data: The intracontinental Rio do Peixe Basin, NE Brazil*. *Basin Research*, v. 33, n. 1, p. 705–728, 2021.

WANG, Y. Z.; ATKINSON, J. D.; AKID, R.; PARKINS, R. N. *Crack interaction, coalescence and mixed mode fracture mechanics*. *Fatigue and Fracture of Engineering Materials and Structures*, v. 19, n. 1, p. 51–63, 1996.

WIBBERLEY, C. A.J.; PETIT, J. P.; RIVES, T. *The mechanics of fault distribution and localization in high-porosity sands, Provence, France*. *Geological Society Special Publication*, v. 289, p. 19–46, 2007.

## ANEXOS

## ANEXO A – Artigo científico intitulado: “Variation of thickness, internal structure and petrophysical properties in a deformation band fault zone in siliciclastic rocks”.

Marine and Petroleum Geology 133 (2021) 105297



Contents lists available at ScienceDirect

Marine and Petroleum Geology

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/marpetgeo](http://www.elsevier.com/locate/marpetgeo)



### Variation of thickness, internal structure and petrophysical properties in a deformation band fault zone in siliciclastic rocks

Anita Torabi <sup>a,\*</sup>, Fabrizio Balsamo <sup>b</sup>, Francisco C.C. Nogueira <sup>c</sup>, David L. Vasconcelos <sup>c</sup>,  
Amanda C.E. Silva <sup>c</sup>, Francisco H.R. Bezerra <sup>d</sup>, Jorge A.B. Souza <sup>e</sup>

<sup>a</sup> Department of Geosciences, University of Oslo, Postbox 1047, Blindern, 0316, Oslo, Norway

<sup>b</sup> Department of Chemistry, Life Sciences and Environmental Sustainability, University of Parma, Parma, Italy

<sup>c</sup> Federal University of Campina Grande, Campina Grande, Brazil

<sup>d</sup> Federal University of Rio Grande do Norte, Natal, Brazil

<sup>e</sup> Petrobras Research Center, Rio de Janeiro, Brazil

#### ARTICLE INFO

##### Keywords:

Deformation band  
Fault  
Porosity  
Permeability  
Capillary pressure  
Anisotropy

#### ABSTRACT

We studied the geometry and petrophysical properties of fault core and damage zones of a deformation band fault zone in the arkosic sandstones of the Cretaceous Antenor Navarro Formation in the Rio do Peixe Basin, Brazil. The present work includes results from fieldwork and laboratory measurements. We performed structural, geometric, and permeability measurements in the field. These measurements were performed on a longitudinal scanline along the fault core and 18 orthogonal scanlines crossing both fault core and damage zones in the footwall and hanging wall. Drone images were taken from the field locality to study the geometric relation between fault core and individual deformation bands in the damage zone. Porosity, capillary pressure and grain size analyses were performed on the samples. The studied fault is normal and composed of three linked segments, a central E-W segment which is hard-linked to two NE-SW segments tipping toward east and west. Our results show that fault core is the thickest on the E-W segment. The damage zone is narrower around the central part (E-W segment) of the fault and widens westward in both hanging wall and footwall, beyond this point the hanging wall damage zone is wider than the footwall damage zone. The thickest part of fault core has the lowest porosity and permeability and the highest capillary threshold pressure, therefore, increasing the fault sealing capacity. Permeability measurements parallel and perpendicular to fault dip show an anisotropy, in which the permeability perpendicular to fault dip is one order of magnitude lower than dip-parallel permeability measurements. This work highlights the effect of hard linkage between the E-W and NE-SW segments of the studied fault on the petrophysical properties of fault rocks and emphasizes the influence of such linkage on hampering the fluid flow along the breached segment of the fault.

#### 1. Introduction

The process of faulting in porous siliciclastic rocks starts with the formation of deformation bands, which are tabular strain localization structures accommodating little shear offset (Aydin and Johnson, 1978; Torabi, 2007; Torabi and Fossen, 2009). As deformation proceeds, deformation band clusters form as a result of strain-hardening. Eventually, slip patches initiate near deformation band clusters due to further grain comminution and strain softening (Aydin and Johnson, 1978; Schultz and Siddharthan, 2005; Torabi and Zariif, 2014). This process can result in a deformation band fault (Shipton et al., 2005) that lacks a

principal slip surface and a classical fault core, as Caine et al. (1996) described. Therefore, a fault with up to tens of meters accumulated displacement in high porosity siliciclastic rocks might localize in the form of a thickened zone of deformation band clusters with a few slip surfaces incorporated between deformation bands clusters (Fig. 1a, b, and c). These faults are often associated with the damage zone of larger faults (with displacement larger than tens of meters), which contain a more developed principal slip surface. Contrary to well-developed fault cores formed in larger faults, the fault core thickness data (up to 1 m thickness when excluding fault lenses, Torabi et al., 2019) in deformation band faults show more spread and less correlation with fault

\* Corresponding author.

E-mail address: [anita.torabi@geo.uio.no](mailto:anita.torabi@geo.uio.no) (A. Torabi).

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105297>

Received 25 June 2021; Received in revised form 10 August 2021; Accepted 14 August 2021

Available online 17 August 2021

0264-6172/© 2021 The Authors.

Published by Elsevier Ltd.

This is an open access article under the CC BY-NC-ND license

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.

displacement (Shipton et al., 2005). Therefore, the formation of fault core in deformation band faults has been attributed to progressive strain localization within the clusters due to the linkage between deformation bands and small slip surfaces (Shipton et al., 2005; de Souza et al., 2021).

Deformation bands within the damage zone of faulted siliciclastic rocks exhibit a significant localized reduction in the magnitude of petrophysical properties such as porosity and permeability, by one and up to four orders of magnitude, respectively (Antonellini and Aydin, 1994; Fisher and Knipe, 2001; Fossen and Bale, 2007; Torabi, 2007; Torabi et al., 2013; Pontes et al., 2019; Nogueira et al., 2021). In addition, the fault core formed in this kind of rock is expected to have substantially lower petrophysical properties due to intense grain breakage and cataclasis than the surrounding damage zone and host rock, therefore hampering hydraulic conductivity and transmissibility in such reservoirs (Medeiros et al., 2010; Torabi et al., 2013; Rohmer et al., 2015). However, there are currently limited data on the fault core thickness and its petrophysical properties (Childs et al., 2009; Balsamo and Storti, 2010; Torabi et al., 2019). These data are crucial for fault seal analysis of such reservoirs, when modeling and predicting the fault fluid flow behavior in the subsurface (e.g., Ottesen et al., 2005). Most previous studies show the impact of deformation band fault zone on the petrophysical properties across the fault damage zone (e.g., Antonellini and Aydin, 1994; Balsamo et al., 2010; Faulkner et al., 2010; Alikarami et al., 2013; Pontes et al., 2019), while along- and across-fault core permeability changes remain poorly understood. Moreover, previous studies on faults in porous siliciclastic rocks have focused on the vertical sections of faults, which are usually more exposed and accessible in the outcrops than the sections along fault strike (Torabi et al., 2020).

In this work, a deformation band fault zone in porous arkosic sandstones of the Cretaceous Antenor Navarro Formation in the Rio do Peixe Basin, Brazil was studied (Figs. 1a, 2b and 3). The outcrop is well exposed along the fault strike and provides a unique opportunity to investigate both fault core and damage zone along and across the fault. In this outcrop, cataclastic bands grow into the fault zone through a multiscale process of microcrack coalescence and deformation band linkage (de Souza et al., 2021). The present normal fault comprises three

hard-linked major segments (Fig. 3): with two NE-SW-striking segments tipping toward east and west, linked to an E-W-striking central segment (de Souza et al., 2021). The hard linkage between the E-W and the two NE-SW segments occurred last as the deformation progressed (de Souza et al., 2021).

High-resolution drone images of the outcrop (~100 × 150 m) allows further detailed investigation of the fault zone geometry and architecture in map view (Fig. 3). In addition, changes in the geometry and petrophysical properties such as permeability (dip-parallel and dip-perpendicular), porosity, and capillary pressure along the fault were investigated by in-situ measurements, sampling of the fault core in the field, and laboratory measurements, respectively. Furthermore, scan-lines orthogonal to the fault and across the damage zone were acquired to investigate the distribution of deformation bands and damage zone extent (width) in both hanging wall and footwall of the fault (Fig. 3).

Our results emphasize (i) the importance of heterogeneities and anisotropy in the fault rock petrophysical properties and (ii) the influence of fault geometry, architecture, and hard linkage between the segments on the fluid flow behavior of the studied fault. The thickness, number of bands, and petrophysical properties along the fault core are all influenced by the geometric distribution of bands and their contribution to the fault segments. The thickness of fault core is the greatest approximately in the central part of the exposed fault (E-W segment), where the porosity and permeability values are the lowest. The thickest part of the fault encompasses the highest capillary threshold pressure. The damage zone is narrower around the central part of the fault and widens toward its eastern and western tips (toward the NE-SW segments).

## 2. Geological setting

The studied outcrop is located in Rio do Peixe Basin, which is an intracratonic basin in NE Brazil (Fig. 2a). Based on a detailed interpretation of a seismic survey covering the study area, the outcrop belongs to the Portalegre Fault System (Fig. 2b), which is a major regional fault trending NE-SW separating the basement shear zone from the sedimentary basin (Franco et al., 1994; Araujo et al., 2010;

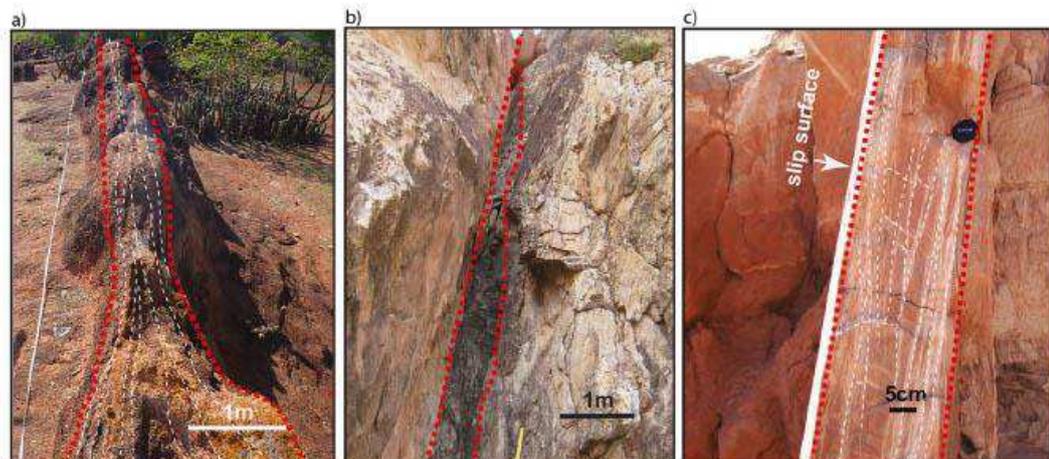


Fig. 1. Examples of deformation band faults in porous sandstones. a) Along strike section crossing through Antenor Navarro Formation in Rio do Peixe, Brazil, this study. b) Along dip section of fault, Cache Valley, Utah, USA displacing Entrada Sandstone in the hanging wall versus Navajo Sandstone in the footwall. c) Along dip section of fault, Goblin Valley, Utah, USA cutting through Entrada Sandstone. Red dashed lines indicate approximate boundaries of fault core, where the deformation band clusters are located. Some of the individual bands within the clusters are illustrated in white dashed lines in 1a, and c. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

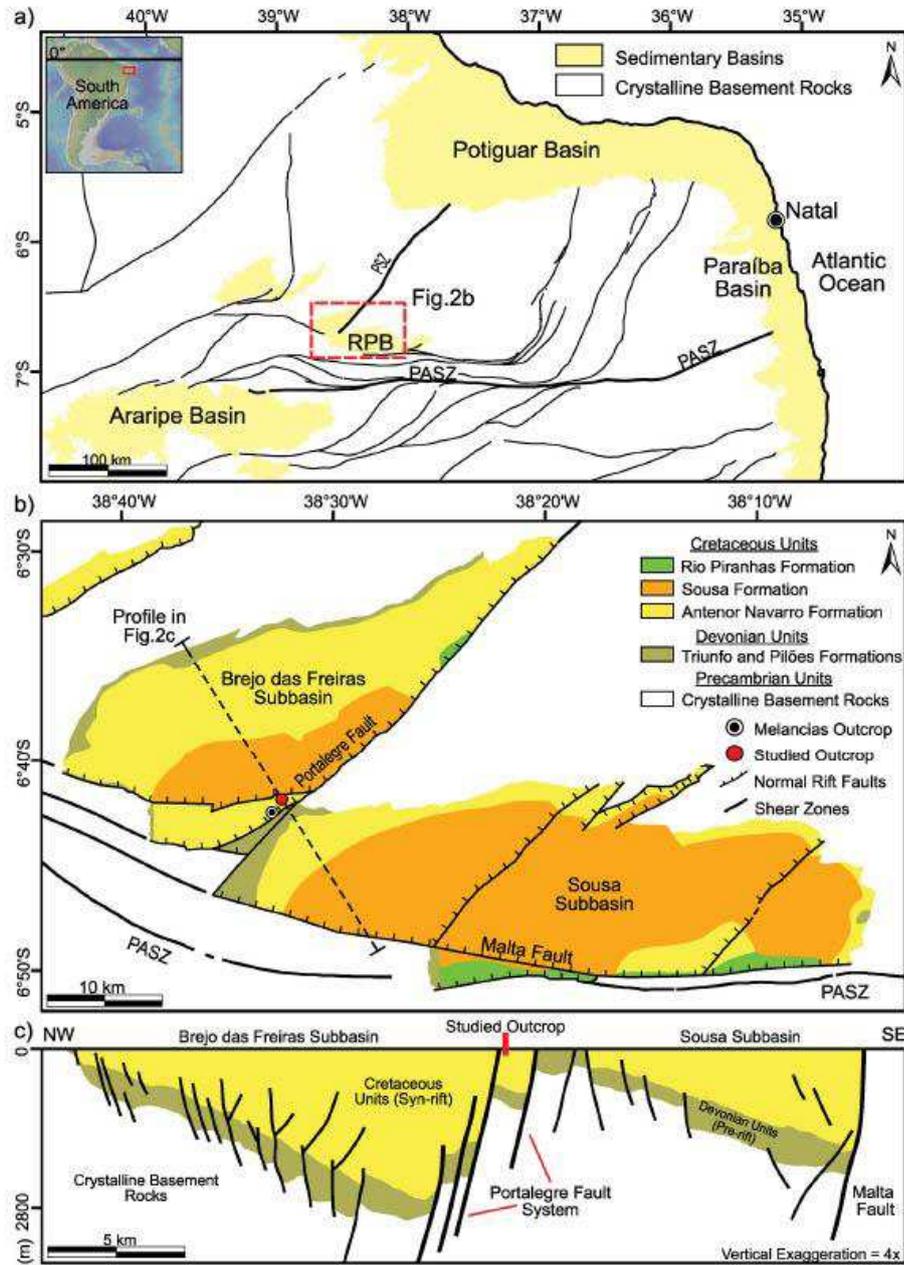
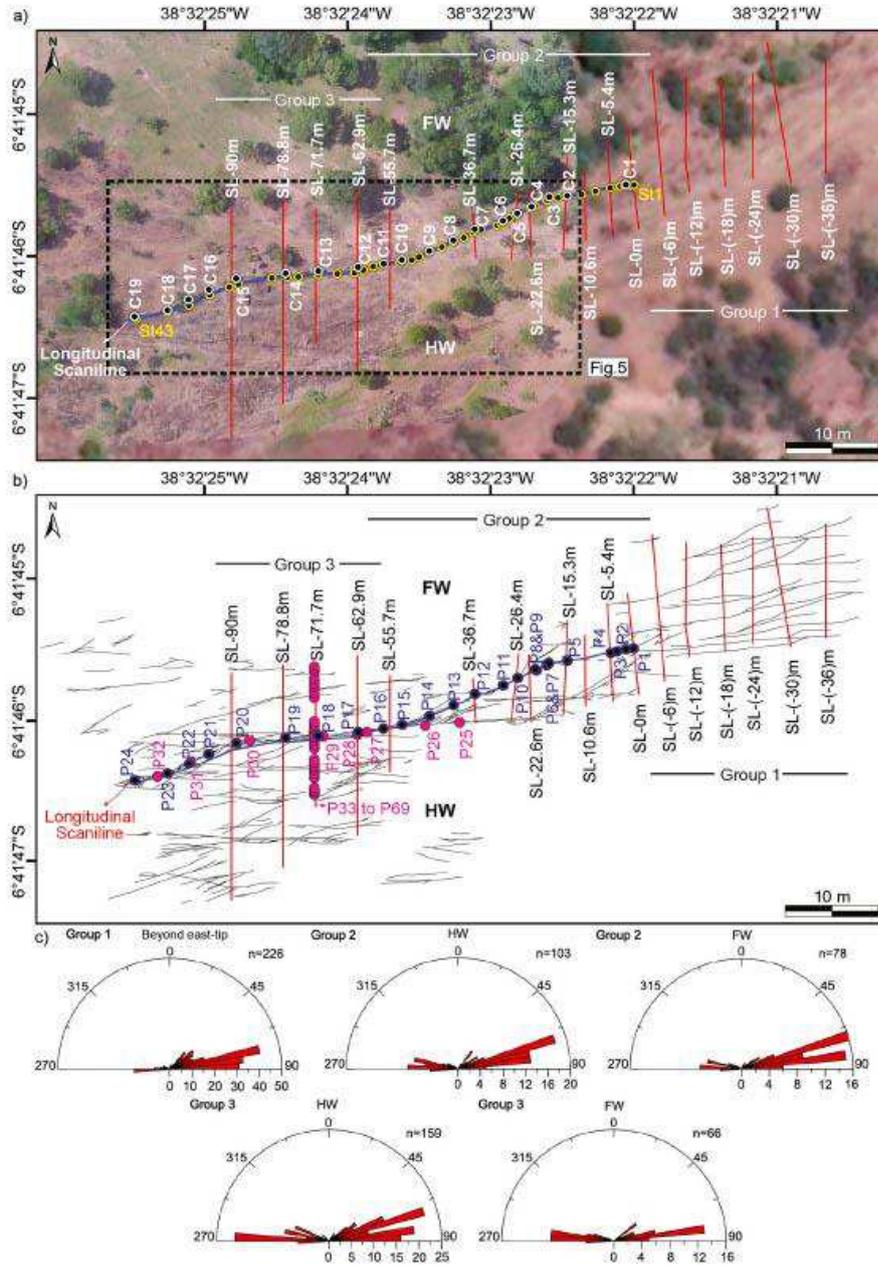


Fig. 2. Map of the studied area with the major faults and formations. a) Map of some of the main intracontinental and marginal sedimentary basins and the main shear zones in NE Brazil. The studied locality is located in Rio do Peixe Basin (RPB). The shear zones and sedimentary basins are based on Brito Neves et al. (2000). Shear zones: PGZ - Portalegre Shear Zone; PASZ - Patos Shear Zone. b) Geological and structural map of the Rio do Peixe Basin. The geology and basin structures are based on Medeiros et al. (2005), Silva et al. (2014), and Vasconcelos et al. (2021). c) NW-SE-oriented geological profile of the Rio do Peixe Basin from the interpretation of a 2D seismic section (adapted from Vasconcelos et al., 2021).



**Fig. 3.** a) Drone and Google Earth images with the sketch of outcrop and underlined longitudinal scanline (in purple), orthogonal scanlines (red lines, abbreviated with SL), sample position (white circles with C#), and fault core stations for thickness measurements (yellow circles, St#). b) Sketch of the outcrop based on the drone image from Fig. 3a that shows all the bands in the footwall (FW) and hanging wall (HW), as well as the orthogonal scanlines (red lines) and the location of permeability measurements with P# conducted perpendicular to fault dip (in blue circles) and parallel to the fault dip (in pink circles, after Pebbriani, 2017). c) Rose diagrams of deformation bands in the damage zone grouped based on the location with respect to the fault. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

Vasconcelos et al., 2021, Fig. 2c). The exposed normal fault in the outcrop is approximately 120 m long, trending mainly NE-SW to E-W, parallel to the major trends in the area (de Souza et al., 2021).

The basin was formed during rifting as a result of the opening of Atlantic Ocean in Early Cretaceous, associated with breakup of South American and African plates that reactivated the basement shear zones (Chang et al., 1992; Françolin et al., 1994; de Castro et al., 2007; Nogueira et al., 2015). During the rifting, the orientation of high angle active normal faults was NE-SW to E-W. The orientation of syn-rift normal faults and their associated deformation structures has been inherited from the basement shear zone in this area revealed from aeromagnetic and field structural data (de Castro et al., 2007; Nogueira et al., 2015).

In the post-rift tectonics, the area was affected by the compression related to the development of the Mid-Atlantic Ridge and the Andes, which resulted in approximately subhorizontal E-W to ENE-WSW  $\sigma_1$  orientation (Nogueira et al., 2015). Therefore, the basin has been subject to a mild to moderate tectonic inversion (e.g., Nogueira et al., 2015). Some of the extensional faults related to the rifting have been affected by the inversion and currently show strike-slip and sometimes reverse movements (Vasconcelos et al., 2021). Overall, four sets of faults roughly oriented NE-SW, E-W, NW-SE, and N-S are present in the basin. The N-S orientation is associated with the youngest deformation structures and the tectonic inversion in this area, resulting in both left- and right-lateral and reverse movements on some of the pre-existing normal faults. However, based on the orientation of the studied fault segments (NE-SW and E-W) and the evidence of dip-slip striations on the outcrop (de Souza et al., 2021), the possibility of tectonic inversion for the studied fault is ruled out.

The sedimentary fill of the basin covering crystalline rocks of the Precambrian basement comprises, from bottom to top, siliciclastic rocks from the Early Devonian and Early Cretaceous (Carvalho et al., 2013; Silva et al., 2014; Rapozo et al., 2021; Vasconcelos et al., 2021). Two formations constitute the Early Devonian units: (1) Pilões Formation composed of siltstones and shales associated with deltaic to fluvial-deltaic depositional environments and (2) Triunfo Formation, consisting of fluvial-deltaic white to gray sandstones and conglomerates (Silva et al., 2014; Vasconcelos et al., 2021). Then, a long hiatus of deposition is reported between the Early Devonian (pre-rift phase) and the Early Cretaceous (rift phase), which remains unclear and needs further studies. In the Berriasian (approximately 145 Ma), the rift phase in the Rio do Peixe Basin started due to the Pangea Breakup, where three Cretaceous formations filling the basin include fluvial siliciclastic rocks of Antenor Navarro, Sousa and Rio Piranhas formations (Carvalho et al., 2013). The Antenor Navarro Formation contains poorly lithified conglomerates, conglomeratic sandstones, and fine to coarse arkosic sandstones deposited in alluvial fans and fluvial braided systems. The Sousa Formation includes siltstones and shales, locally calcareous, deposited in a lacustrine system, while the Rio Piranhas Formation contains coarse sandstones and conglomerates deposited in alluvial fans and fluvial braided systems. In the Barremian (approximately 125 Ma), the rifting stopped in the Rio do Peixe Basin. After the Barremian (post-rift phase), no sedimentary deposition was reported. The studied deformation band fault is developed in the porous arkosic sandstones of Antenor Navarro Formation (Fig. 2b).

### 3. Methods

The present work combines field and laboratory measurements. Drone images were taken from the field locality to study the geometric relation between the fault core and individual deformation bands in the damage zone (Fig. 3a).

#### 3.1. Structural analysis

Data were acquired along two orientations of 1D scanlines in the

outcrop, one parallel to the fault core (a 120 m longitudinal scanline; purple lines in Fig. 3a and b) along the fault strike and 18 scanlines orthogonal to fault strike, encompassing the exposed hanging wall and footwall damage zones (red lines in Fig. 3a and b). On the orthogonal scanlines, a 1 m threshold was chosen above and below the scanline for the bands to be included in each scanline, reducing the bias related to the 1D nature of the scanlines.

On the longitudinal scanline, we measured orientation, number and thickness of individual bands, as well as the total thickness of fault core at 43 stations (yellow circles on Fig. 3a). The stations were defined based on the apparent changes in the fault core thickness and the number of bands contributing to the fault core thickness.

Along the 18 scanlines crossing the damage zone, we recorded the position of deformation bands and their orientation and thickness (red lines in Fig. 3a and b). The first orthogonal scanline (SL-(-36) in Fig. 3a and b starts way beyond the eastern fault-tip, where we first observe the fault on the ground, to see if there is any change in the frequency of deformation bands with distance from the first exposed fault-tip. In addition, our purpose was to map all bands exposed in the locality. Therefore, 6 scanlines (SL-(-6) to SL-(-36) in Fig. 3a and b) cover the area before the first fault-tip (eastern fault-tip) (Fig. 3b). The rest of these orthogonal scanlines (12 scanlines, SL-0 to SL-90, in Fig. 3a and b) cross the fault at different distances, with the last one crossing the fault at 90 m (SL-90 in Fig. 3a and b).

#### 3.2. In-situ permeability measurements

We used a TinyPermIII to perform non-destructive in-situ permeability measurements on the poorly lithified rocks in the field. This kind of measurements are preferable to destructive plug measurements. The TinyPermIII is a portable air permeameter developed by New England Research. Measurements are performed on polished surfaces after careful removing of a thin layer of weathered rocks using the tip of a hammer or a chisel in the field. The measurements are conducted by pressing a rubber nozzle against the rock with 18 mm investigation depth (Skurtveit et al., 2021) and retracting the air from it with a single action. The recommended permeability measurement range by the manufacturer on intact rock is approximately from 1 mD to about 10 D. We performed five measurements on each measuring point and used the lowest value of permeability for each point as the most reliable value in order to reduce the pitfall related to vacuum deficiency.

We measured permeability at 24 points along the fault core (blue circles or P1-P24 on the longitudinal scanline in Fig. 3b, Table 1). These permeability measurements were performed perpendicular to the fault dip (parallel to fault strike). Furthermore, we compiled permeability measurements parallel to the fault dip (Febbrari, 2017) on 8 points on the fault core (P25-P32, pink circles on the longitudinal scanline in Fig. 3b) and on 37 points along one of the orthogonal scanlines that crosses the fault at 71.7 m (P33-P69, pink circles in Fig. 3b). The permeability measurements along SL-71.7 were performed on the fault core (8 points), deformation bands in the damage zone (10 points), and undeformed rock or host rock (19 points).

#### 3.3. Sampling

19 samples were taken along the longitudinal scanline for 3D porosity measurements and thin section analysis, which were utilized for grain size analysis on the optical images (C1-C19 in Fig. 3a, Table 1). Only 14 of the samples were used for thin sections due to the damage to the samples during the transport. From these 14 samples, only 12 of them were used for porosity measurements through mercury intrusion. In order to make a comparison between the host rock and fault core grain size distribution, we collected four extra samples of host rock that shows no deformation, located roughly 120 m southwestward from the studied fault.

**Table 1**

An overview of the samples and measurements along the fault core or distance on the longitudinal scanline. P stands for pressure and S for spot.

| Distance (m) | Samples | Porosity (%) | Capillary P. (PSI) | Permeability S. | Permeability (mD) | Thin section |
|--------------|---------|--------------|--------------------|-----------------|-------------------|--------------|
| 0            | -       | -            | -                  | P1              | 48.3              | -            |
| 1.92         | C1      | 6.48         | 34                 | P2              | 29.42             | yes          |
| 3.2          | -       | -            | -                  | P3              | 9.31              | -            |
| 5.2          | -       | -            | -                  | P4              | 19.55             | -            |
| 15           | C2      | 9.16         | 35.1               | P5              | 4.53              | yes          |
| 19           | C3      | 13.86        | 35.36              | P6              | 4.22              | yes          |
| 19.4         | -       | -            | -                  | P7              | 0.14              | -            |
| 21.1         | -       | -            | -                  | P8              | 74.74             | -            |
| 21.1         | -       | -            | -                  | P9              | 1.802             | -            |
| 22.3         | C4      | 11.88        | 40                 | -               | -                 | yes          |
| 26.05        | C5      | 15.4         | 43.7               | P10             | 0.227             | yes          |
| 30.3         | C6      | 8.33         | 45.1               | P11             | 0.051             | no           |
| 36.5         | C7      | 13.34        | 43.7               | P12             | 2.65              | yes          |
| 41.6         | C8      | -            | -                  | P13             | 4.52              | no           |
| 46.9         | C9      | 8.21         | 51.2               | P14             | 7.5               | yes          |
| 53.1         | C10     | -            | -                  | P15             | 0.048             | no           |
| 57.2         | C11     | -            | -                  | P16             | 8.68              | no           |
| 63.5         | C12     | 9.06         | 38.9               | P17             | 0.461             | yes          |
| 71.6         | C13     | 13.28        | 37.5               | P18             | 0.399             | yes          |
| 78.2         | C14     | 12.06        | 38.1               | P19             | 0.0461            | yes          |
| 89           | C15     | -            | -                  | P20             | 1.74              | no           |
| 95.8         | C16     | 14.43        | 29.8               | P21             | 59.13             | yes          |
| 100.4        | C17     | -            | -                  | P22             | 1.37              | yes          |
| 106          | C18     | -            | -                  | P23             | 0.372             | no           |
| 112.1        | C19     | -            | -                  | P24             | 1.449             | no           |

### 3.4. Grain size analysis

The outcrop samples were impregnated with blue epoxy and made in polished thin sections that were subsequently photographed using an optical microscope with an attached camera, generating high-resolution images. Optical images of thin sections were analyzed using the Avizo-Fire 8.1® software to measure grain size in the samples. We performed grain size analysis on the images of 14 thin sections from the fault core (Table 1) and 4 thin sections from the host rock. These images have a resolution of 6.5 and 3.3  $\mu\text{m}/\text{pixel}$  for the host rock and the fault core, respectively. In Avizo Fire®, the images were segmented by controlling the intensity of the RGB channels (Red, Green, and Blue). Then, the grains were individualized, and their size and area were determined. The results are presented in exceedance frequency plots. Exceedance frequency for grain size ( $X$ ) is calculated as the number of data with values greater than  $X$  divided by the total number of data (Torabi et al., 2020).

### 3.5. Porosimetry

A PoreMaster 33 system (Quantochrome Instruments) was used to measure the total porosity and pore size distribution (range 0.0064–950  $\mu\text{m}$ ) by mercury-intrusion porosimetry. A total of 13 samples were analyzed: one undeformed sandstone collected out of the fault zone, and 12 samples within the fault core (Fig. 3a and Table 1). Before measurement, samples were dried at 40 °C for 24 h, and then ~1.5–2 g of sub-samples were analyzed in a sample cell 1.0  $\times$  3.0 cm under a pressure range 0.5–33,000 PSI. The obtained mercury intrusion curves were converted into pore size distributions using the Washburn equation (Eq. (1)), in which the applied hydraulic pressure  $P$  is related to the cross-sectional radius  $R$  of pore-throats accessible to the pressured mercury, together with two material-related thermodynamic parameters: surface tension of mercury  $\gamma$  and its contact angle  $\theta$  with the sample material involved (Washburn, 1921; Leon and Leon, 1998). The contact angle of mercury is 140°, and its surface tension is 0.48 N/m.

$$R = \frac{2\gamma \cdot \cos \theta}{P} \quad (1)$$

A graph of capillary pressure values versus the volume of mercury that intruded the sample was made for each sample. The threshold

pressure was found at the inflection point on each graph (Fig. 4). Capillary threshold pressure is the pressure when the mercury makes a continuous or connected pathway through the pores of the sample (Pittman, 1992; Torabi et al., 2013) (Fig. 4), therefore, reflecting the sealing capacity of the rock samples. Capillary threshold pressure data in this study were used to investigate the sealing capacity of the fault core samples.

## 4. Results

### 4.1. Architecture of the fault core and damage zone

#### 4.1.1. Fault core

We define the fault core, where deformation bands are localized, into a ~0.12–1.4 m-wide outstanding zone encompassing several slip surfaces associated with slickensides and striae dominantly showing down-dip, normal displacement in the outcrop (Figs. 3a and 5a–e). The start of the longitudinal scanline along the fault core, where SL-0 is located on

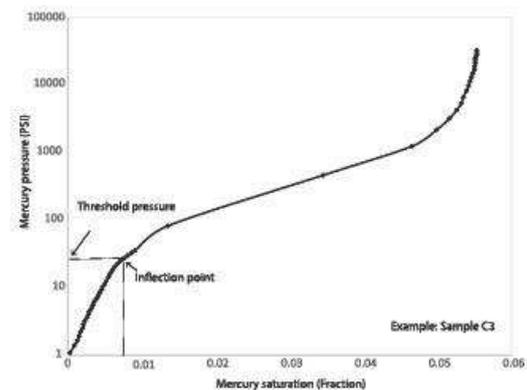
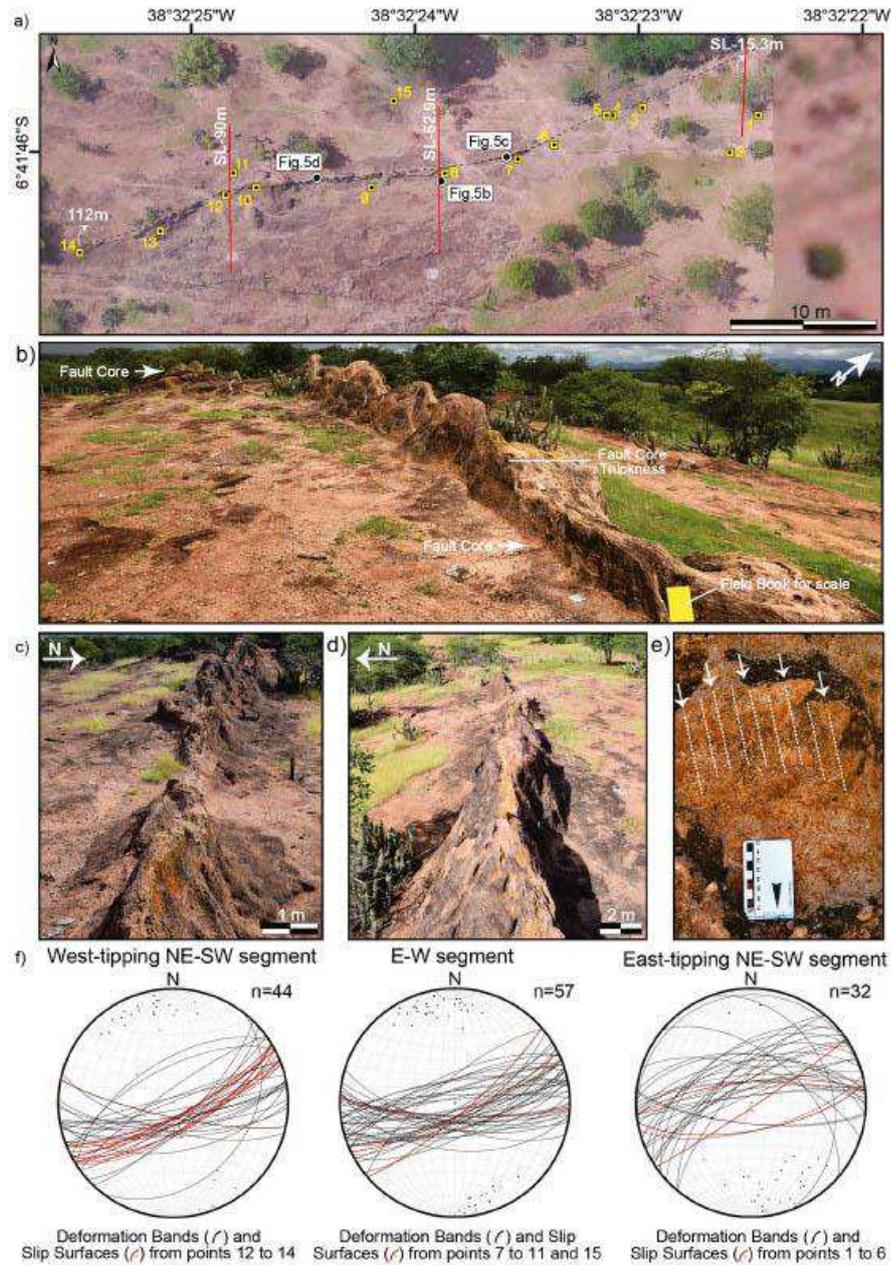


Fig. 4. An example showing the approach used to find the capillary threshold pressure for each sample, after Pittman (1992) and Torabi et al. (2013).



drone sketch in Fig. 3a and b, and 5a was chosen based on the observed change in accumulation and localization of the bands into a fault beyond this point westwards. Eastward from the origin of the longitudinal scanline, bands are not localized but distributed in a larger area.

The main fault structure is composed of three hard-linked major segments: two NE-SW segments tipping toward east and west linked to an E-W trending central segment (Fig. 3a and b, and 5a). The central E-W part of this 120 m-long fault starts at 51 m along the longitudinal scanline and continues as far as 90 m.

On the east-tipping NE-SW segment, deformation bands have two major strike orientations (NE-SW and E-W) and a third less frequent orientation striking NW-SE (Fig. 5f). Six slip surfaces were recorded on this segment (Fig. 5f). Along E-W and west-tipping NE-SW segment, there are only two sets of bands (NE-SW and E-W striking bands). Only three slip surfaces were recorded along the E-W segment, while the number of slip surfaces increases to seven on the west-tipping NE-SW segment (Fig. 5f).

The number of bands confined within the fault core at each station changes from a minimum of 2 at 0 m (SL-0) to a maximum of 29 at 71.7 m (on the E-W segment), with an average number of approximately 11 bands at 44 m along the fault (Fig. 6). While the thickest part of the fault core is 136 cm at 51 m distance along the E-W fault segment (Fig. 6d), the thinnest part is 11.8 cm thick at 15 m distance on the east-tipping NE-SW segment (Fig. 6c). The thickness of fault core is reduced towards the fault-tips, especially on the east-tipping NE-SW segment. The fault core becomes thicker with increasing the number of bands. For example, at the thickest part of the fault core, the number of bands is 22, and at the thinnest part of the fault core, the number is 5 (Fig. 6c and d, respectively).

Despite the correlation between the total fault core thickness and the number of bands within the fault core there are some exceptions, where the locations of the maximum and minimum values of the two graphs for the number of bands and thickness of fault core do not correspond to each other (Fig. 6a). This discrepancy could be due to inclusion of the host rock between bands into the total thickness measurements. This is obvious for the thickness measured at 0 m, where the fault core thickness is 34.2 cm due to the inclusion of the host rock trapped (inter band) between the two single bands (the individual measured bands' thicknesses are 1.1 cm + 2.2 cm). For a better assessment of this, we compared the fault core thickness versus the number of bands for measurements with and without the trapped host rock (Fig. 7). Removing the host rock from the thickness measurements reduces the maximum thickness of fault core to just 12 cm (Fig. 7b). Although the results show a linear trend between these two parameters (fault core thickness and number of bands within the fault core) (Fig. 7), this linear correlation is weaker when removing the host rock from the fault core thickness measurements (Fig. 7). Another reason for this discrepancy could be that some of the individual bands are not countable due to their linkage with other bands.

#### 4.1.2. Damage zone

Deformation bands in the damage zone have three main orientations: E-W, NE-SW, and NW-SE (Fig. 3c). The E-W-striking deformation bands are the most abundant, followed by the NE-SW-striking deformation bands, and a few NW-SE-striking. The E-W-striking deformation bands are predominant in both footwall and hanging wall (Fig. 3c). In addition, the hanging wall presents a higher frequency (262 bands, Fig. 3c) of deformation bands with NE-SW orientation compared to footwall (144 bands, Fig. 3c). We observed that in the hanging wall, the NW-SE-striking deformation bands occur more frequently close to the E-W segment of the fault (between the scanlines SL-55.7 and SL-78.8 in Fig. 3), where the bands with NE-SW orientation become scarcer. The NW-SE-striking bands are responsible for linking the two other sets of the bands, and this could be the reason for the dominance of these bands around the E-W segment (de Souza et al., 2021).

All the bands that are crossed by each orthogonal scanline were

counted in the field, and 0.5 m bins were chosen for an optimal presentation of the data on the frequency plots after checking different bin sizes (Figs. 9-10). The scanlines are classified into 3 groups based on their locations with respect to the fault. Group 1 includes scanlines beyond the eastern fault tip, which do not cross the fault on the ground; groups 2 and 3 cross the fault. Group 2 includes scanlines crossing the eastern fault tip (SL-0 or the origin of the longitudinal scanline) and ends at SL-55.7 (Fig. 3). The scanlines in group 3 start approximately in the middle of fault (scanline at 55.7 m) right after the linkage between NE-SW and E-W segments and cross the fault as far as the last scanline at 90 m length is located (in the western end of the E-W fault segment). The distinction between groups 2 and 3 is based on the length of scanlines (scanlines in group 3 are longer than those of group 2) and the distribution of band clusters, which are more frequent in group 3 (Figs. 9 and 10).

The yellow column shows where the fault core is located on each scanline in groups 2 and 3. Note that the thickness and number of bands in the fault core that can be read on the yellow columns are biased since 0.5 m bins were used (Figs. 9 and 10). For the accurate thickness of fault core, we refer to the data in Fig. 6.

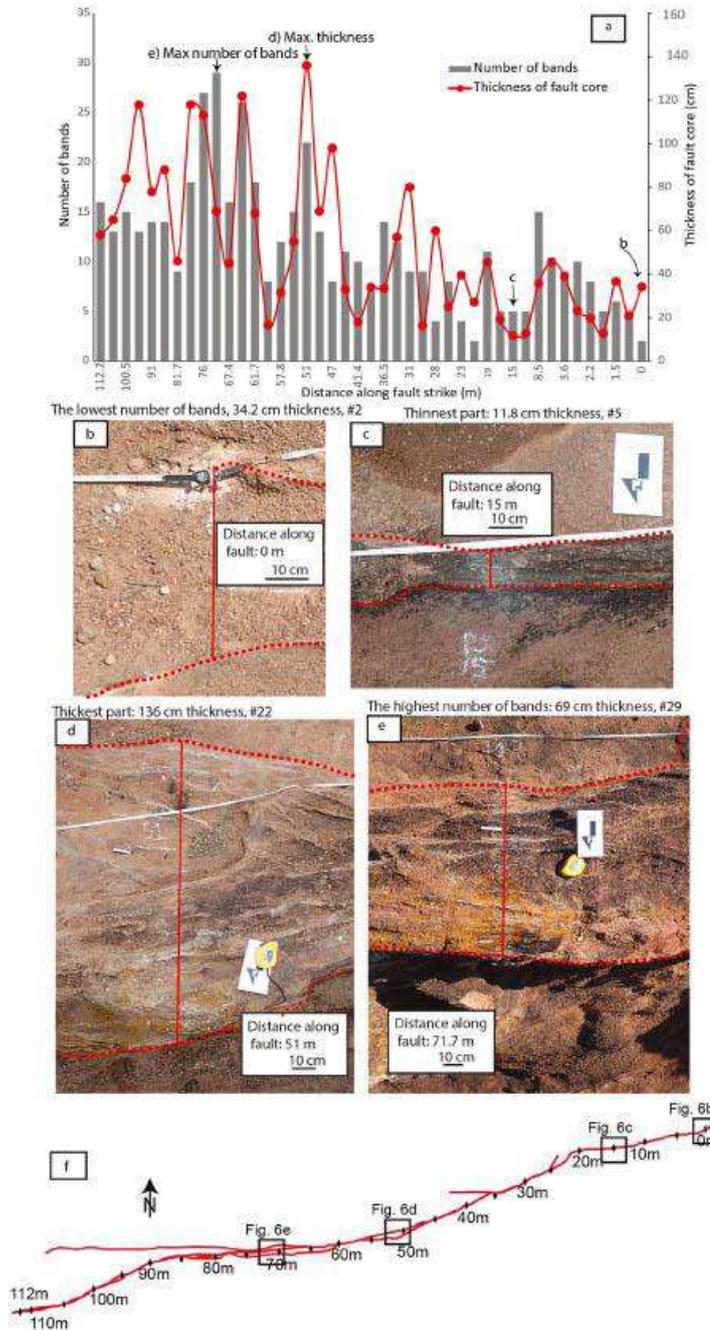
Both individual bands and clusters were observed along the orthogonal scanlines. The clusters are identified with the maximum frequency of bands on the plots in addition to the fault core (yellow columns in the plots of Figs. 9 and 10). These clusters are formed by a thin bundle of bands with a thickness incomparable to the thickness of fault core presented in Fig. 6. However, the linkage and contribution of the individual bands and clusters to the fault affect both the width of the damage zone and the thickness of the fault core (Fig. 3). Apart from the fault core on the plots, the minimum frequency of bands is 1, and the maximum is 8 per 0.5 m in the damage zone regardless of the group in which the scanline is located. Within groups 2 and 3, most bands are located in the fault core, these are not considered for the analysis of damage zone width in the orthogonal scanlines (Figs. 9 and 10).

To constrain the damage zone width (both inner and outer damage zones), we have used the changes in the slope of cumulative plots (Fig. 11, Torabi et al., 2020) and calibrated them with respect to two following criteria to distinguish between the damage zone and host rock: (i) distribution of bands in the damage zone and their linkage to the fault based on the visual inspection of the damage zone on the drone image in Fig. 3; (ii) the minimum frequency of bands in the host rock, which in this outcrop is usually 1 band per 0.5 m (the background frequency). Note that some parts of damage zone in group 2 are covered by vegetation. Two potential uncertainties in the damage zone width estimation could be a) partly covered damage zone by vegetation, b) the total length of scanlines, although we tried to cover the entire accessible damage zones.

The constrained width of damage zones along the fault is presented in Fig. 11a and b, for inner damage zones only and the inner and outer damage zones, respectively. The red line divides the plots into two parts (Fig. 11), the first part, group 2 which is from the origin of longitudinal scanline up to almost the middle of fault at 55.7 m, and the second part (where group 3 starts) from the middle toward the western fault-tip. In both plots, the damage zone width in hanging wall and footwall increases westward on the fault after this red line, with a wider damage zone in the hanging wall consistent with the higher number of bands in the stereoplots in Fig. 3c. The ratio between the hanging wall and footwall damage zone (HW/FW) width from the eastern tip to the western tip of the fault ranges between 0.4 and 1.9 when considering only the inner damage zone (Fig. 11a) and between approximately 0.5 and 2.3 when both inner and outer damage zones are included (Fig. 11b). The ratio increases in both plots in Fig. 11a and b from 55.7 m at the central part of the fault.

#### 4.2. Permeability, porosity, and capillary pressure measurements

Permeability measurements were acquired on 24 points (blue circles



**Fig. 6.** a) Distance along the fault versus the number of deformation bands (gray histograms) and thickness of the fault core (red symbols). b) Outcrop picture of the part of the fault core with the lowest number of bands. c) Outcrop picture of the thinnest part of the fault core. d) Outcrop image of the thickest part of the fault core. e) Outcrop image of the part with the highest number of bands. f) The drawing based on the drone image shows the location of pictures and measurements along the fault. #number refers to the number of station along the fault. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

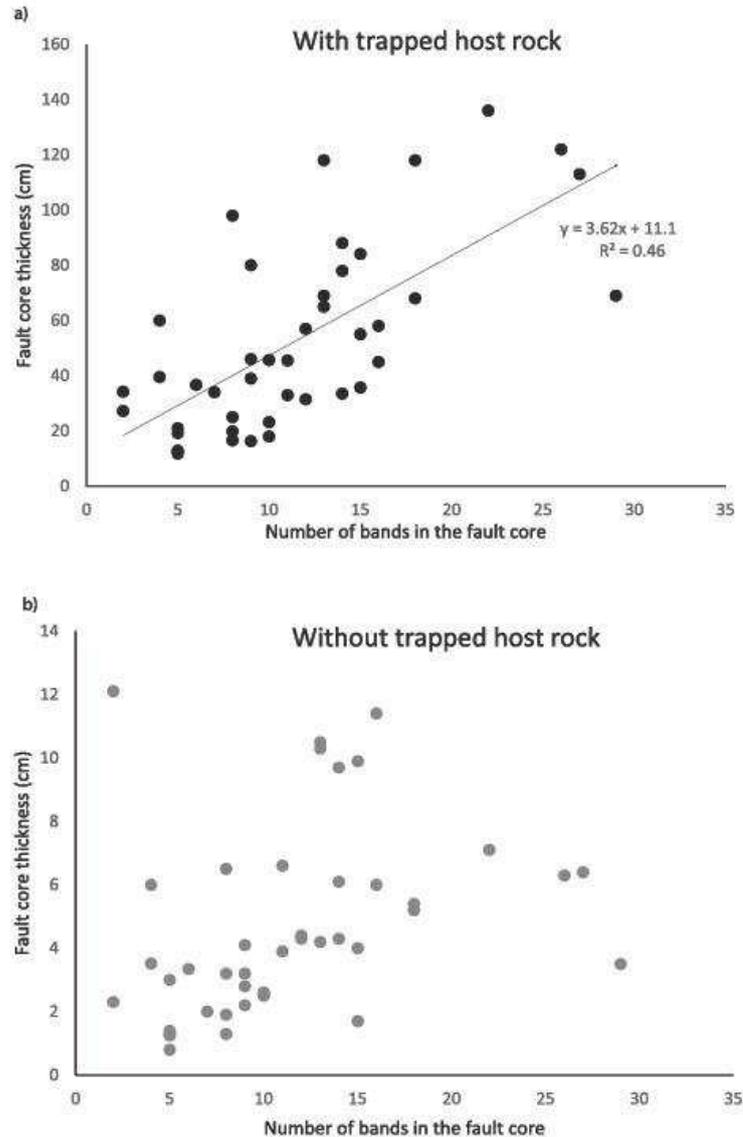


Fig. 7. Fault core thickness versus number of bands within the fault core measured with (a) and without including the trapped host rock between the bands (b).

on Fig. 3b, Table 1) along the fault core perpendicular to the fault dip (Fig. 12a–h). Therefore, the values show an equivalent to effective permeability of the rock volume, including both bands and the host rock trapped between the bands (inter band). For the major part of the fault, the number of bands and thickness of the fault increase with the permeability decrease and vice versa (Fig. 12a and b). The number of bands shows a better negative correlation with the permeability values comparing Fig. 12a and b. The fault dip-perpendicular permeability measurements along the fault range between 0.05 mD and 74.4 mD,

hence changing up to three orders of magnitude. The minimum permeability (0.05 mD) was measured at three points, P11, P15, and P19 (Table 1) at 30 m and 54 m (approximately at the middle part of fault core) and 78 m distance along the fault (Fig. 12a and d). The 3 highest values of permeability were measured: at 0 m (P1 = 48.3 mD) with fault core thickness 34.2 cm, at 21 m (P8 = 74.4 mD) with fault core thickness 27.2 cm, and at 95.8 m (P21 = 59 mD) with fault core thickness 118 cm (Fig. 12c, e, and f). All of the high permeability values are located on the spots close to the fault tips in the NE-SW segments, and none is located in

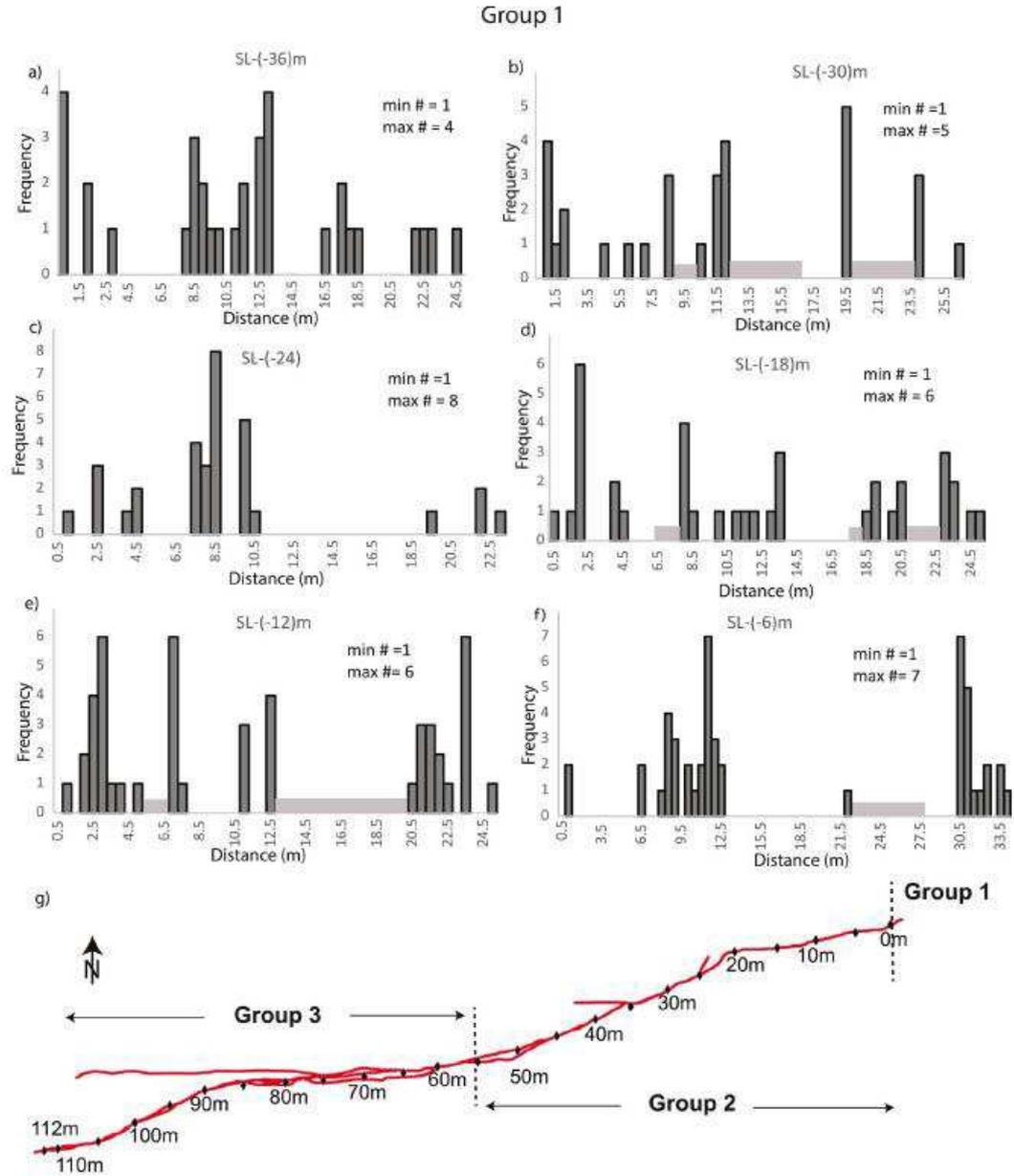
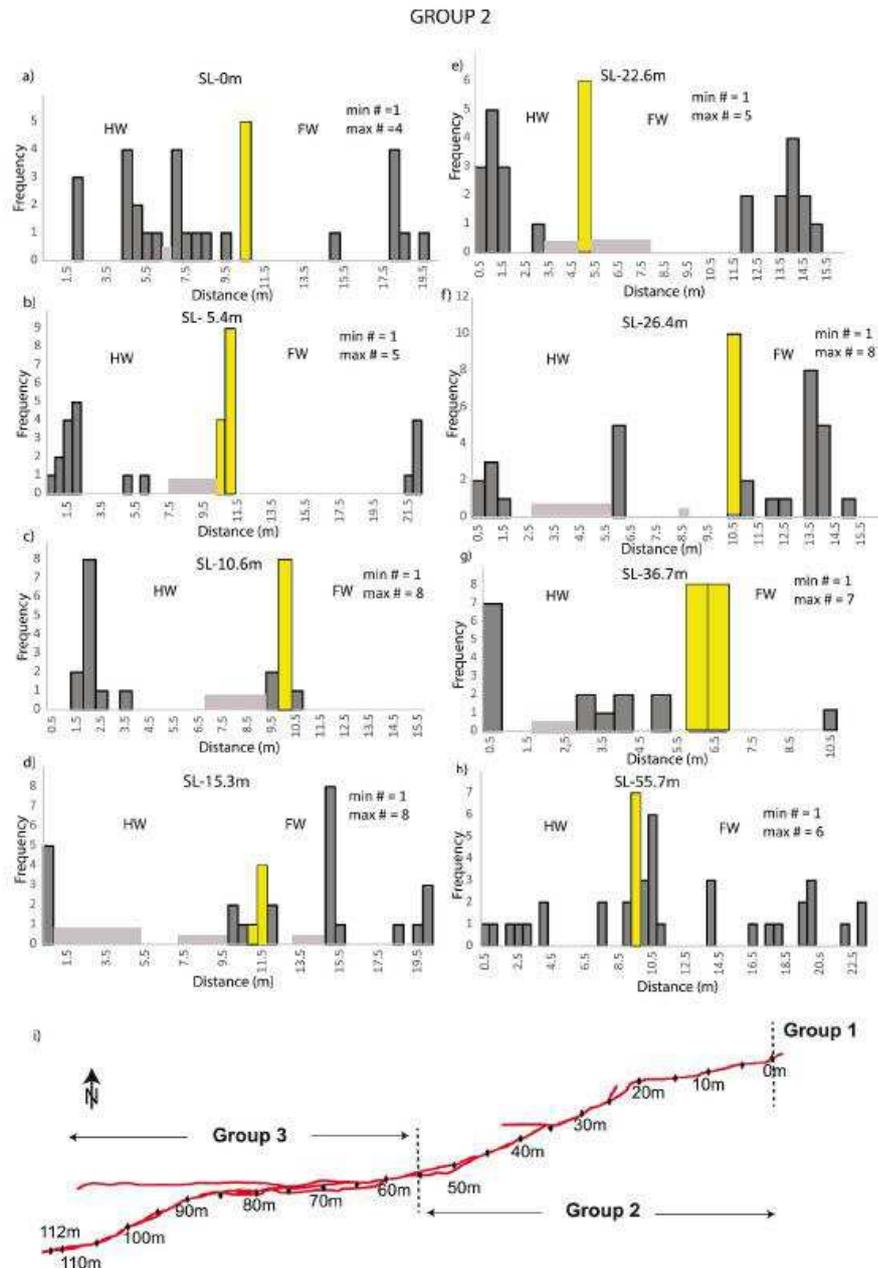


Fig. 8. a-f. Frequency distribution of individual deformation bands along orthogonal scanlines not crossing the fault core (SL(-36)m-SL(-6)m), before the start of longitudinal scanline. g) A mini-map or illustration of the outcrop with the approximate location of the groups of scanlines. The set of scanlines presented in this figure is called group 1. For the exact position of scanlines on the outcrop, see Fig. 3. The minimum (min) and maximum (max) numbers of bands were identified on the plots. The light gray horizontal areas in the plots show the covered damage zone.



**Fig. 9.** a-h. Frequency distribution of individual deformation bands along orthogonal scanlines from SL-0 to SL-55.7 in the hanging wall (HW) and footwall (FW) of the fault. i) A mini-map or illustration of the outcrop with the approximate location of the groups of scanlines. The presented set of scanlines here is group 2. For the exact position of scanlines on the outcrop, see Fig. 3. The yellow columns show the location of the fault and the number of bands included in the fault core along the orthogonal scanline. The minimum (min) and maximum (max) numbers of bands were identified on the plots. The light gray areas between the frequency distributions show the covered areas not accessible in the field. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

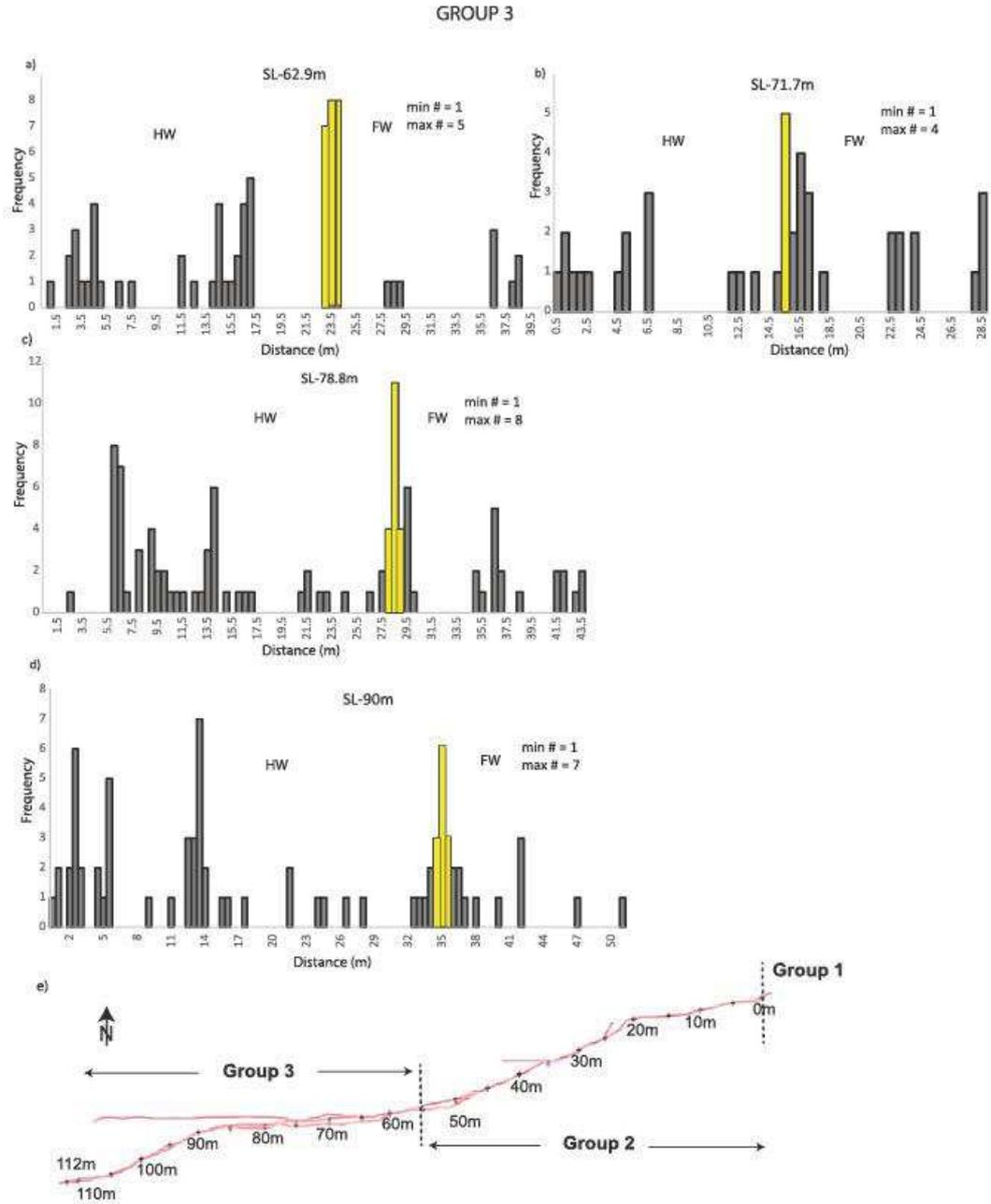


Fig. 10. a-d. Frequency distribution of individual deformation bands along orthogonal scanlines from SL-62.9 to SL-90 in the hanging wall (HW) and footwall (FW) of the fault. e) A mini-map or illustration of the outcrop with the approximate location of the groups of scanlines. This set of scanlines is called group 3. For the exact position of scanlines on the outcrop, see Fig.3. The yellow columns show the location of the fault and the number of bands included in the fault core along the orthogonal scanline. The minimum (min) and maximum (max) numbers of bands were identified on the plots. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

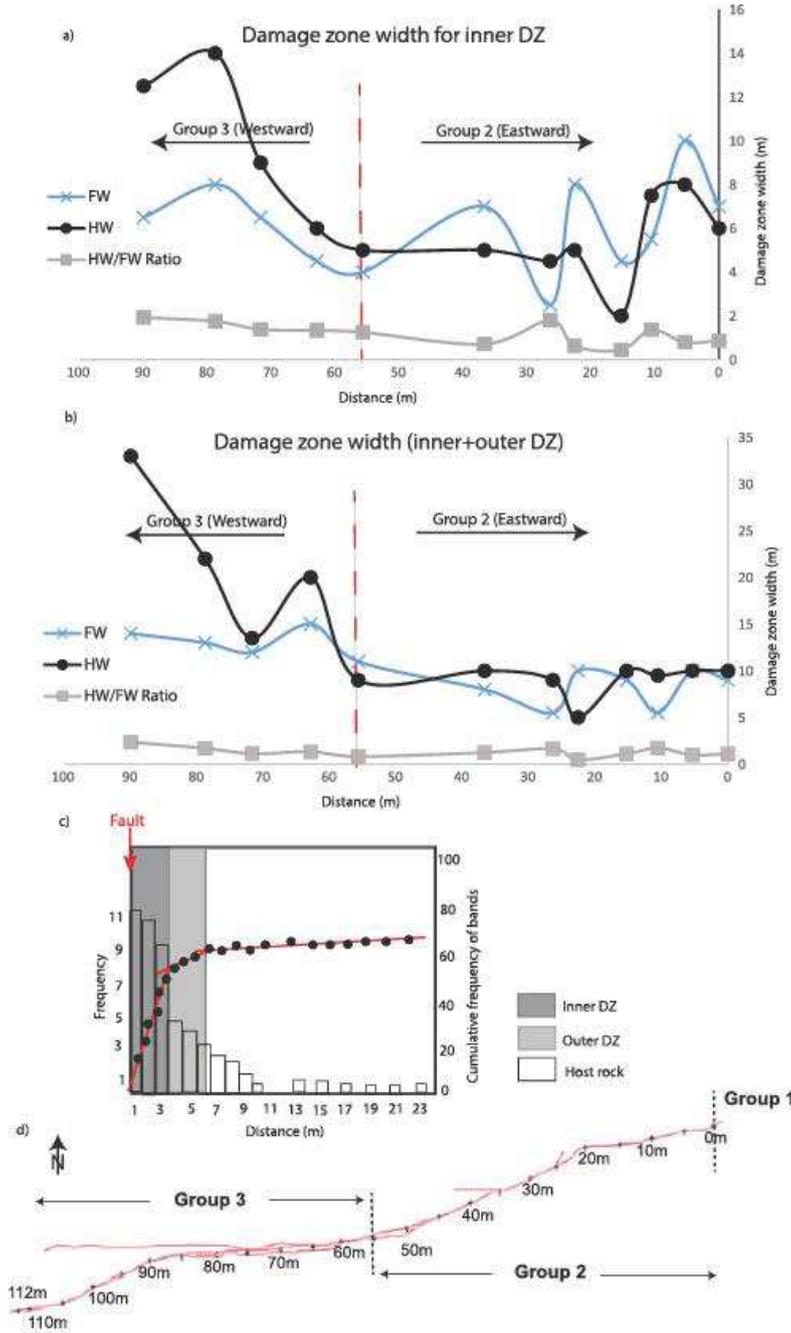


Fig. 11. The damage zone width constrained from the fits to the cumulative plots calibrated with respect to the number and geometry of the bands in the damage zone obtained from drone images (Fig. 3). The red line shows the middle of the fault from where the damage zone width increases along the fault strike. Plot in (a) includes only inner damage zone (DZ) in hanging wall (HW) and footwall (FW), as well as their ratio HW/FW, while the plot in (b) includes a combination of inner and outer damage zones in HW and FW and their ratios. c) is a schematic illustration of the cumulative frequency plots utilized to estimate width of the inner and outer damage zones (modified after Torabi et al., 2020). d) A mini-map or illustration of the outcrop with the approximate location of the groups of scanlines. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

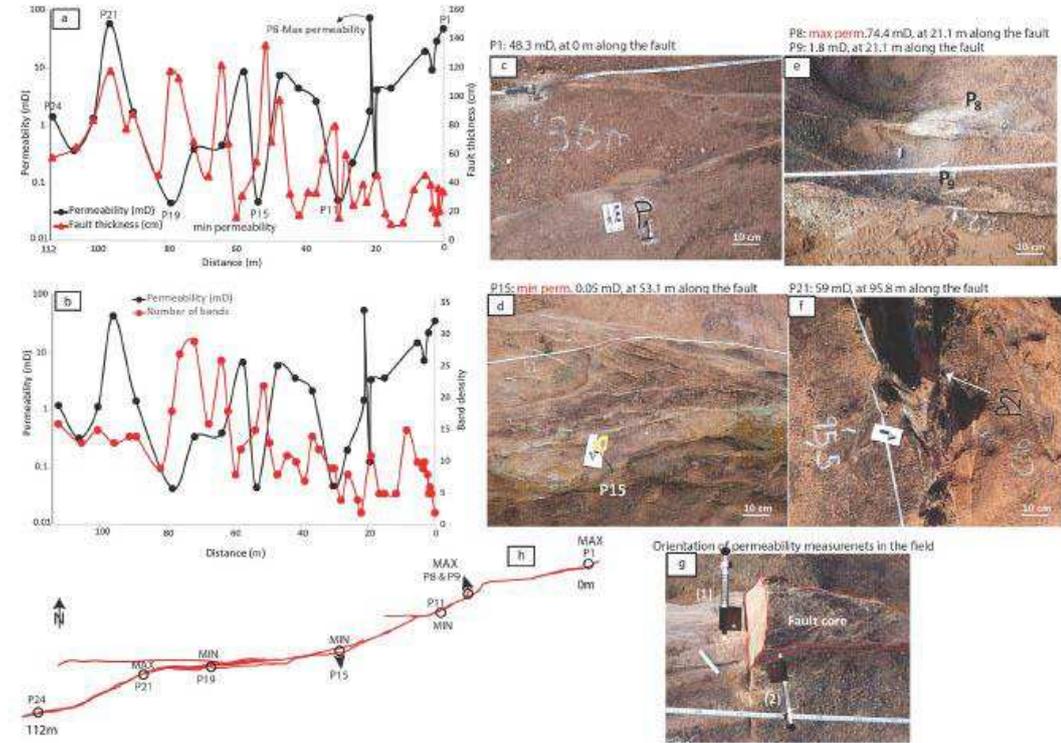


Fig. 12. Permeability measurements (dip-perpendicular) along the fault core at different distances (stations). a) Permeability versus fault core thickness. b) Permeability versus the number of bands within the fault core. c-f images of fault, where permeability measurements show the highest (max) and lowest values (min). g) shows the orientation of permeability measurements, which were performed perpendicular to the fault dip (TinyPermIII #2 in the figure), measurements shown on this figure, as well as parallel to the fault dip (TinyPermIII #1 in the figure), which are illustrated in Fig. 13 b) a simple illustration of the fault with the locations of permeability measurements as identified on Fig. 12a.

the central part of the fault. In addition, even though the points of maximum permeability correspond to parts of fault with substantial thickness, it appears that their host rock content contributes to higher permeability values.

For a comparison with the above-mentioned values (Fig. 12), additional permeability measurements were conducted at 8 points parallel to the fault dip along the fault core (pink circles on Fig. 3b). These measurements show a permeability range from 7 mD to approximately 400

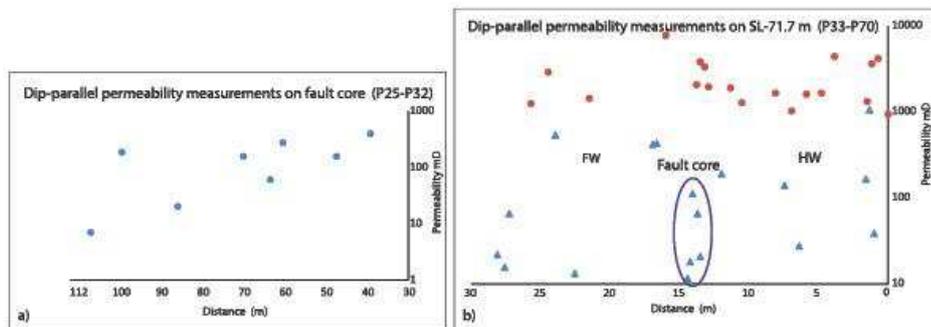


Fig. 13. a) Permeability values measured parallel to the fault dip along the fault core. b) Permeability values measured parallel to the fault dip along the orthogonal scanline at SL-71.7 m (central E-W segment), red symbols were measured on host rock and blue symbols on deformation bands; for the location of scanline and points of measurements, see Fig. 3b. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

mD, indicating two orders of magnitude change in permeability along the fault core (Fig. 13a).

In addition, permeability measurements were performed on 37 points parallel to fault dip along SL-71.7. The average permeability values measured through this approach for fault core, deformation bands in the damage zone, and host rock correspond to 45 mD, 352 mD, and 2500 mD, respectively (Fig. 13b). When comparing the host rock with deformation bands and fault core, permeability reduces up to one order of magnitude in individual deformation bands in the damage zone and up to two orders of magnitude in the fault core (Fig. 13b). Furthermore, permeability is slightly higher in the hanging wall damage zone than in the footwall damage zone (Fig. 13b). The dip-parallel permeability values (5 points) across the fault core along the SL-71.7 range between approximately 11 mD and 112 mD, showing one order of magnitude change (Fig. 13b).

3D porosity measurements of small samples gathered along the fault core range from less than 7% to up to 15% (Fig. 14a, Table 1). The lowest value corresponds to sample C1 at 1.92 m distance, where two bands

trap the host rock. This small sample for porosity measurements includes only one of the bands. Comparing the porosity values with permeability obtained from TinyPermIII is not straightforward, as the investigated volumes of the samples differ between the two methods. However, both porosity and permeability perpendicular to fault dip show lower values where the thickness of the fault core is the highest (Fig. 12 and 14a). The maximum thickness of fault core is located approximately at 51 m distance along the E-W segment of the fault, at the breach point between the NE-SW and E-W central fault segments (Fig. 14).

Capillary threshold pressure estimated from the mercury intrusion curves using the inflection point on the plots of mercury pressure versus mercury saturation data are plotted for samples gathered along the fault core (Figs. 4 and 14b). The threshold pressure values range from 30 to 51 PSI (Fig. 14b and Table 1). The plot shows that threshold pressure values are lower for samples gathered toward the eastern and western tips of the fault than its central part, which encompasses the thickest part of the fault core (Fig. 14b). Capillary threshold pressure estimated for a host rock sample collected at about 40 m away from fault core corresponds to

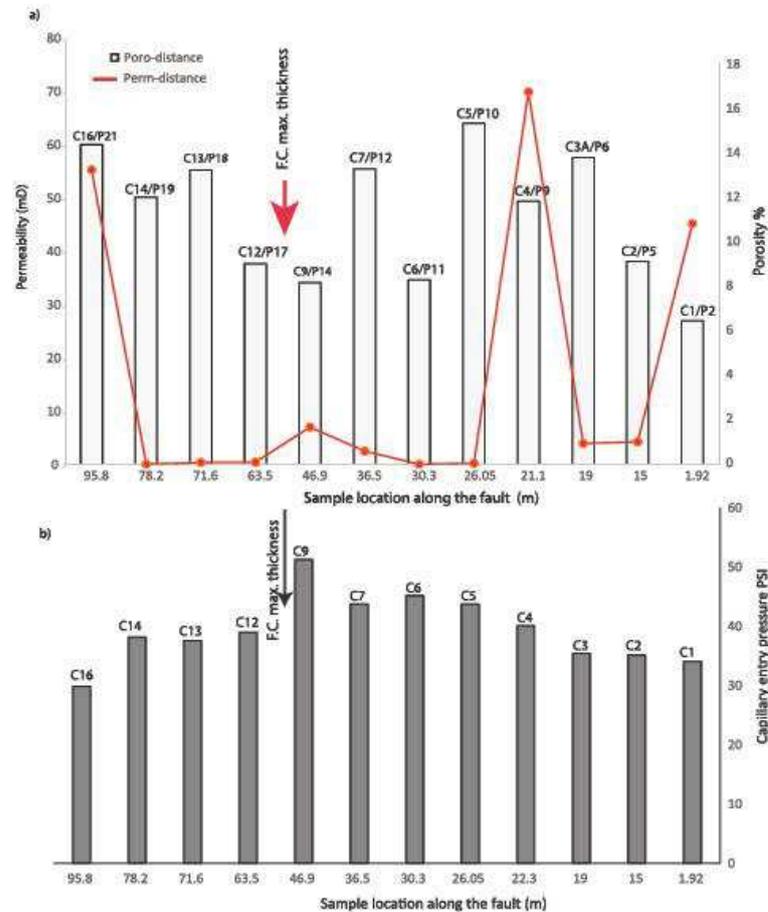


Fig. 14. a) Porosity and permeability measurements along the fault core (along the longitudinal scanline). b) Capillary threshold pressure for samples along the fault core. The location of the maximum thickness of the fault core is indicated on the graphs. Note that C stands for the sample name of the thin section, while P stands for permeability and F.C. for fault core.

## 5.2 PSI.

## 4.3. Internal structure of the fault core

The fault core samples are composed of multiple deformation bands that trap parts of host rock or inter bands (Fig. 15a), as well as slip surfaces identified at different locations along the longitudinal scanline. Thin sections of fault core samples show deformation bands containing crushed grains due to cataclasis and survived grains from the host rock (Figs. 15–17). Some of the samples show a weak foliation caused by the alignment of crushed and weathered feldspar grains (Figs. 15b, 16 and 17). Grain-size analyses of the thin section images are presented in exceedance frequency plots for a better visualization and comparison (Fig. 18a). The grain areas in these plots show a wide range of sizes both for the deformed and host rock samples, reflecting poor sorting. A clear grain size reduction is observed in the samples of fault core relative to those from host rock (Fig. 18a). The host rock samples have a grain area spanning between  $0.01 \text{ mm}^2$  and  $10 \text{ mm}^2$ , while the fault core samples are from areas slightly larger than  $0.001 \text{ mm}^2$  to up to approximately  $5 \text{ mm}^2$  (Fig. 18a). Grain size distribution shows almost an order of magnitude reduction in grain size in the fault core. When comparing the grain size distributions of deformed samples, there is a minor change between the samples. The grain size distribution curves for all fault core samples start on the top of each other for the finer portion of grain size distribution before they slightly deviate in their coarser portions (larger than  $0.1 \text{ mm}^2$ ), due to the presence of survived coarse grains (Fig. 18a). When comparing the average grain diameter in fault core samples, there is only a slight change in the range of  $0.12\text{--}0.16 \text{ mm}$ , which is consistent with the trends shown by the exceedance frequency distribution of grain areas (Fig. 18b). Host rock samples are characterized by a medium-

grained sandstone, with an average grain diameter of  $0.24\text{--}0.33 \text{ mm}$ , which is larger than the average values for fault core samples, resembling fine-grained sandstones (Fig. 18b). In addition, pore-throat size distributions of fault core samples obtained from mercury intrusion show asimilar distribution for all samples located in the micro-pore size range (Fig. 19).

## 5. Discussion

## 5.1. Fault zone characterization

The studied fault zone cuts through poorly lithified rocks of the Cretaceous Antenor Navarro Formation, which has a heterogeneous lithology containing conglomerates, conglomeratic sandstones, and layers of fine to coarse grain arkosic sandstones. The outcrop is exposed in the arkosic medium-grained and poorly sorted sandstone, as documented by the grain size analysis and microstructural observations (Figs. 15–18).

The displacement on this fault cannot be determined due to horizontal exposure of the outcrop and the lack of markers. However, using the maximum thickness of fault core ( $136 \text{ cm}$ ) in the plot of displacement versus fault core thickness (including fault lenses) from Torabi et al. (2019), we infer that the displacement of this fault should be around a few meters to less than  $10 \text{ m}$ . The maximum displacement is expected to be in the thickest part of the fault, i.e. the central E-W segment. This fault is a small to medium size fault (Torabi and Berg, 2011), which is located in the footwall damage zone of a large fault at the boundary between the basin and basement rocks (Fig. 2). The damage zone width of the studied fault was estimated based on the frequency distribution of deformation bands along the orthogonal

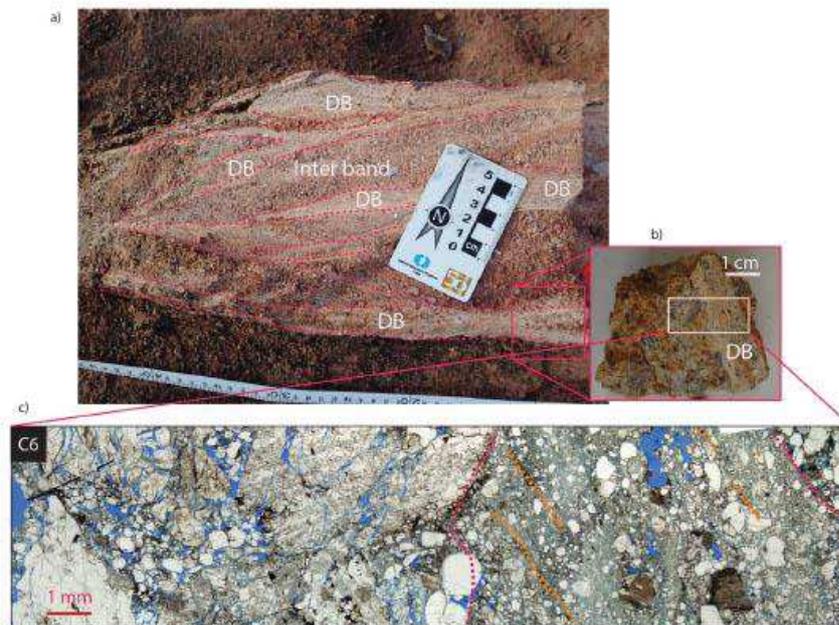


Fig. 15. a) Internal structure of fault core showing deformation bands (DB) and the trapped host rock between the bands (Inter band). The red dashed lines outline the boundaries of deformation band. The red square shows the location of sample in (15 b). b) Sample C6 taken at 30 m on the longitudinal scanline. The white square shows the location of thin section. c) a mosaic image of the thin section from C6, showing a deformation band with different degree of grain breakage (cataclasis) in the margin and central part (outlined by the red dashed lines). The orange dashed lines in the deformation band show the scarce foliations. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

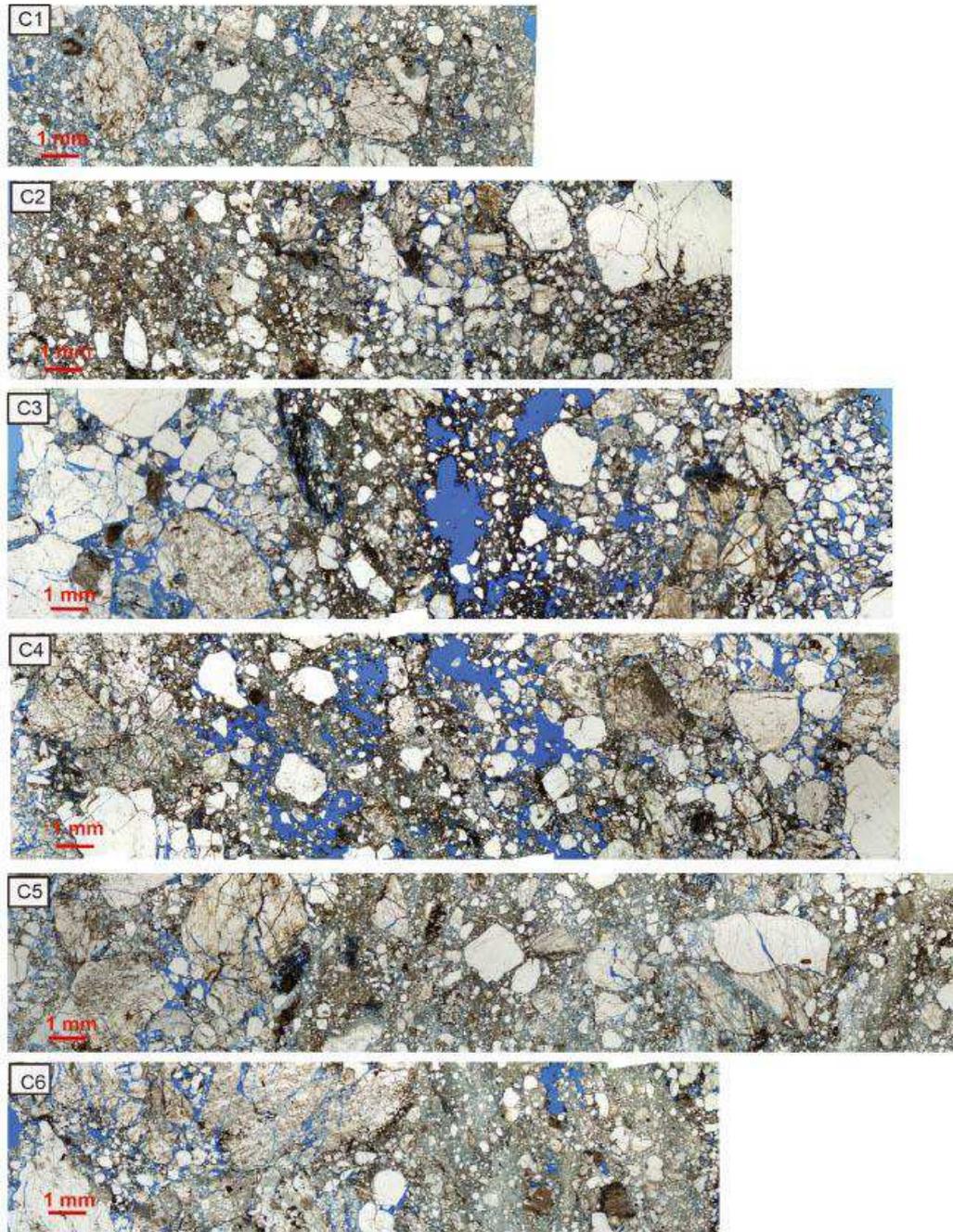


Fig. 16. Mosaic photomicrographs of thin sections from sample C1–C6.

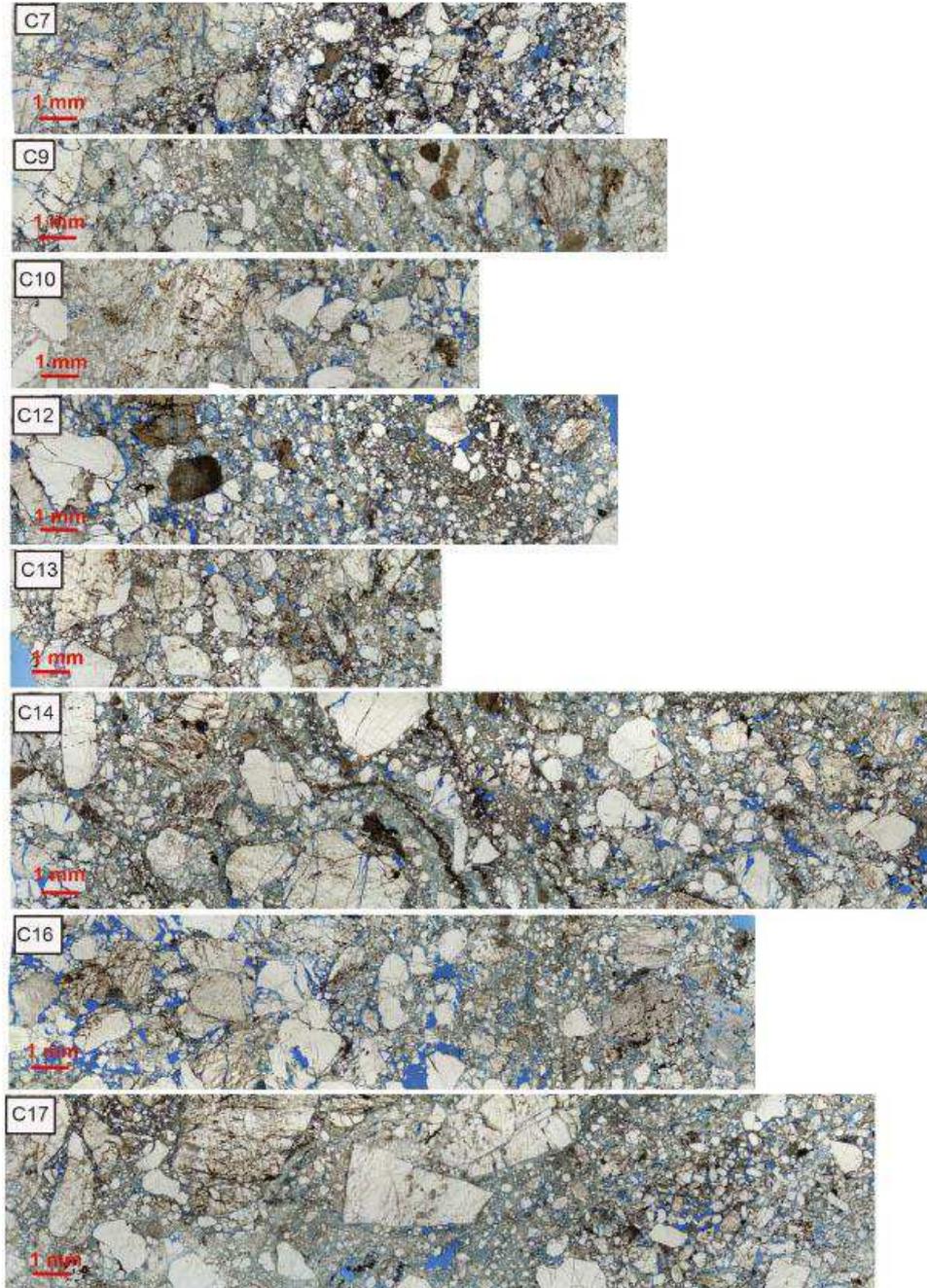


Fig. 17. Mosaic photomicrographs of thin sections from samples C7–C17.

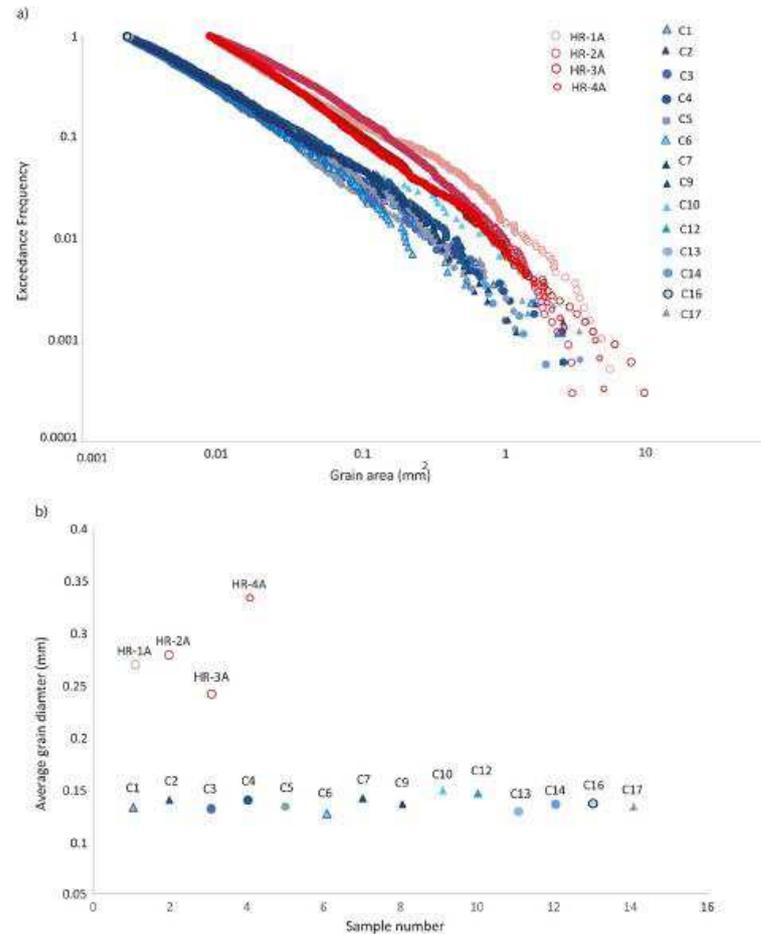


Fig. 18. a) Exceedance frequency distribution of grain area for host rock (HR-#) and fault core (C#) samples. b) Average grain diameter in the fault core and host rock samples.

scanlines verified with high-resolution drone images. We found that the damage zone of the studied fault widens toward its western tip from 55.7 m along the fault, right after where the E-W and east-tipping NE-SW segments link (Fig. 11). Fault bending, linkage, and process zone at the fault tip increase the damage zone width and displacement along the fault (Alaei and Torabi, 2017). Therefore, a larger displacement along the E-W segment and a wider damage zone from this point off the western fault tip are expected. The presence of frequent slip surfaces (Fig. 5f) in the west-tipping segment could be attributed to the distributed strain in a wider zone toward the western fault tip. The damage zone is estimated to be wider in the hanging wall than the footwall of the fault, consistent with previous studies on normal faults (Berg and Skar, 2005; Torabi et al., 2020).

Recently, several studies have addressed the compositional and structural aspects of deformation bands in the Rio do Peixe Basin (RPB), and reported deformation bands as single cm-thick tabular and clusters of cataclastic bands as well as localized clusters in the form of fault core within the rift sequence (Nogueira et al., 2015; Araujo et al., 2018;

Maciel et al., 2018; Nicchio et al., 2018; Pontes et al., 2019; de Souza et al., 2021). Important characteristics of deformation bands in the RPB have been suggested in these studies, which are also relevant to the studied fault zone. For instance: (1) the grain size control, where clusters of deformation bands and slip surfaces are only observed in medium to coarse sandstones (Araujo et al., 2018); (2) mechanical processes forming a pervasive cataclastic foliation composed of preferential alignment of comminuted feldspar fragments along thin slip zones, where no clays or fluids were involved (Nicchio et al., 2018); (3) a logarithmic decrease in deformation band frequency away from the major basin-boundary basement faults (Araujo et al., 2018); (4) a strong increase in rock hardness towards complex fault zones, where the values of uniaxial compressive strength (UCS) are three times higher in the fault core than those obtained on single deformation bands and four times higher than those obtained on the non-deformed units (Pontes et al., 2019).

Nicchio et al. (2018) and Nogueira et al. (2021) reported deformation bands with intensive cataclasis and a well-defined foliation in the

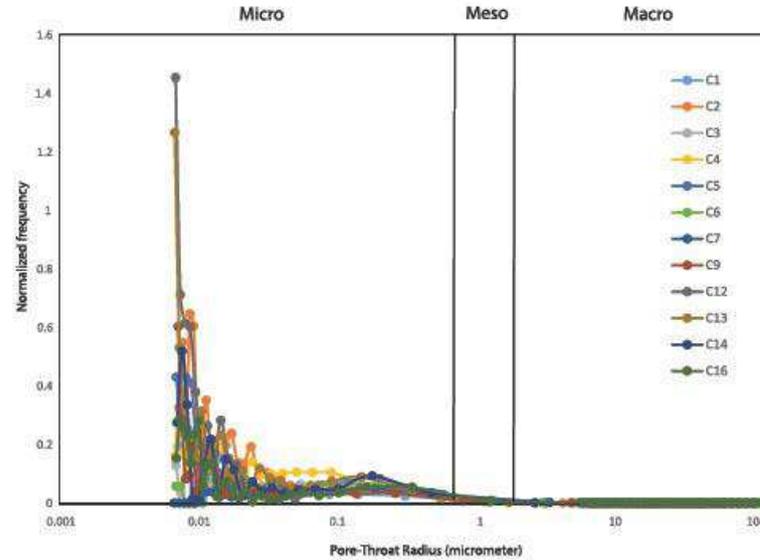


Fig. 19. Normalized frequency (saturation/pore size) of pore-throat radius distribution for all fault core samples, divided in three classes of pore networks, micro, meso, and macro.

conglomeratic sandstones of Antenor Navarro Formation exposed in the Melancias outcrop, close to the main basin-boundary Portalegre fault (Fig. 2). The Melancias outcrop comprises several meters-thick fault segments, and clusters of deformation bands developed in a 50–60 m wide extensional shear zone. The foliations of deformation bands in the Melancias outcrop are similar to S–C–C' fabric in ductile deformation. The foliation planes are mechanically formed due to the concentration of ultra-comminuted feldspar grains along small slip surfaces within the bands (Nicchio et al., 2018). Here, in this case study, microstructural analysis of deformation bands shows a more randomly distributed foliation imparted by the preferential alignment of feldspar and quartz grains. The presence of survived coarse grains and mild cataclasis in the bands and diffuse foliation observed in the thin sections (orange lines in Fig. 15c) could be attributed to more diffuse strain distribution (smaller fault size) in the studied fault compared to the nearby Melancias outcrop.

### 5.2. Fault petrophysical properties

Comparing the average values of dip-parallel permeability measurements of host rock with the fault core reveals up to two orders of magnitude permeability reduction in the fault core (Fig. 13). In addition, dip-parallel permeability measurements on fault core show up to two orders of magnitude permeability change. Permeability measurements perpendicular to fault core (dip-perpendicular) changes up to three orders of magnitude along the fault core, which is an order of magnitude greater permeability reduction compared to the similar measurements conducted parallel to the fault dip. This confirms an anisotropy in permeability within the fault core, likely imparted by the foliation, resulting in greater permeability reduction perpendicular to the fault dip than parallel to the fault dip.

Although the grain size reduction did not show any substantial changes along the fault core, the number of bands and the thickness of fault core correlate well with the permeability changes. The maximum thickness of fault core (136 cm) is located approximately at 51 m distance along the fault at the central part of the exposed fault on the E–W

segment (Fig. 6). Both porosity and permeability measurements show lower values where the thickness of fault core is maximum along the E–W segment (Figs. 12–14). In addition, the capillary threshold pressure values increase in the E–W segment (Fig. 14). The permeability and capillary pressure measurements of fault core in this study are comparable to those previously measured on cataclastic bands and fault core samples in Nubian and Entrada sandstones (Torabi et al., 2013).

Pontes et al. (2019) conducted gas porosity on samples of the same rock formation and reported an average porosity of 13.2% for samples with deformation bands and 19.8% for samples without deformation bands, thus documenting more than 30% porosity reduction in deformation bands. Based on 2D porosity (porosity performed on thin sections) in the Melancias outcrop (Fig. 2), Nogueira et al. (2021) reported an average porosity of 9.8% for samples with deformation bands and 25.5% for undeformed samples, denoting a porosity reduction of 38.43%. The average porosity of fault core samples with deformation bands in this study is around 12%, which is pretty close to the porosity measurements by Pontes et al. (2019). In addition, measurements of host rock samples in our area of study (Febbrari, 2017) report an average of 20% porosity in this outcrop. Therefore, 40% porosity reduction is expected in the deformed samples of this study in comparison to the host rock consistent with the Pontes et al. (2019) and Nogueira et al. (2021) findings. In addition, based on 2D permeability (permeability performed on thin sections) in the Melancias outcrop (Fig. 2), Nogueira et al. (2021) reported an average permeability of 23.94 mD for samples with deformation bands and 8598.33 mD for undeformed samples. Thus, an average permeability reduction of two to three orders of magnitude, similar to those observed in this study (Fig. 13). Subsurface deformation bands in arkosic sandstone in Bohai Bay Basin, China, show porosity reductions between 7.7 and 27.7% and one to three orders of permeability reduction relative to the host rock (Liu et al., 2021). Studying intervals with different porosity and deformation styles in the boreholes, Liu et al. (2021) concluded that porosity is critical for deformation bands formation. This has also been documented in several previous studies on porous sandstone (e.g., Balsamo et al., 2013; Torabi and Zariif, 2014).

### 5.3. Extrapolation of fluid flow behavior of the fault

Considering the reduced porosity and permeability and increased capillary pressure in the fault core, we expect that the studied fault impacts the across-fault transmissibility, particularly in the central E-W segment, where most of the displacement is expected to be accommodated. Previous studies show the importance of grain-scale deformation and diagenesis in siliciclastic rocks on large-scale permeability anisotropy and fault sealing (Flodin et al., 2001; Healy et al., 2012; Farrell et al., 2014; Cavallhes et al., 2013). Studying permeability of core-plugs in different orientations obtained from thrust faults in crystalline rocks revealed the highest permeability parallel to the fault slip and the lowest perpendicular to the fault plane (Evans et al., 1997).

In agreement with these studies, our results show anisotropy in permeability of fault. However, inconsistent with the previous studies that used laboratory measurements on core plugs, non-destructive TinyPerm measurements were performed in this study. The absolute values of permeability obtained by these methods are not comparable due to different scale of measurements, in which they capture different volumes of rocks (Skurtveit et al., 2021). Therefore, only the changes in the order of permeability values can provide a valid comparison between the two methods. We found that permeability measurements perpendicular to the fault plane (perpendicular to fault dip) are up to one order of magnitude lower than permeability values measured parallel to the fault dip. As mentioned before, the lowest values are located along the E-W segment of the fault, which cause local changes in the fluid flow behavior of the fault. Water pumping tests performed in a deformation band fault zone with deformed sandstones exhibiting permeability reduction of up to four orders of magnitude relative to host rock suggest that deformation bands do not fully compartmentalize the reservoir, and the fluid tends to flow towards the fault tips (Medeiros et al., 2010). Thus, we expect a better fluid circulation and across-fault connectivity toward the fault tips (NE-SW segments) than its central E-W segment (Fig. 20). The E-W segment has been connected to the other segments through a hard link (de Souza et al., 2021, and this study). Previous studies on modeling fluid flow in faulted porous sandstone addressed the effect of relay-ramps and soft linkage between the fault segments (Rotevatn et al., 2007). Our work highlights the effect of hard linkage between the E-W and NE-SW segments on the petrophysical properties of fault rocks and emphasizes the influence of such linkage on hampering the fluid flow along the breached segment of the fault (Fig. 20). Therefore, it is important to consider these local changes of fault geometry and properties in fault seal analysis or when modeling fault for fluid flow simulation in faulted siliciclastic reservoirs. We suggest that through systematic data acquisition and correlation, the fault zone geometric and hydraulic properties can be parametrized and used in multi-scale scenarios from grain through outcrop to reservoir scale. As a result, the hydraulic behavior and anisotropy around reservoir fault zones (faults in seismic-resolution) can be assessed predicting well drainage (good sweep efficiency) around damage zones and restricted flow across the fault core (Fig. 20).

## 6. Conclusions

This work emphasizes the importance of structural heterogeneities and fault geometry on the anisotropy in fault rock petrophysical properties and hence the fluid flow behavior of the studied fault. The presented high-quality dataset and new knowledge on fault rock properties provide invaluable input for modeling faults in subsurface studies by integrating heterogeneities in faulted sandstones. Fault core was found to be the thickest on the fault central segment (E-W segment), which is hard-linked to the east- and west-tipping NE-SW segments. The fault core thickness decreases toward the eastern fault tip on the NE-SW segment. The thickness, number of bands, and petrophysical properties along the fault core vary and are all influenced by the geometric distribution of the bands and their contribution to the fault segments.

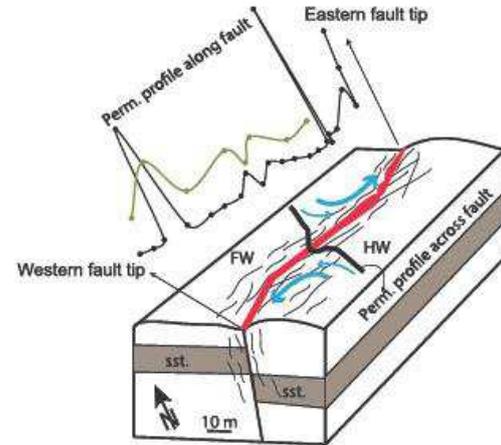


Fig. 20. A conceptual model of the studied fault based on our measurements. Damage zone starts to widen after the first hard link between the NE-SW and E-W segments and is wider in the hanging wall. Fault core thickness is maximum at the start of the E-W segment, where the hard linkage occurs. Permeability (perm) profile along the fault, black curve (dip-perpendicular) and green curve (dip-parallel) show minimum values on the E-W segment. Permeability profile across the fault (dip-parallel), shows permeability drop in the fault core. Therefore, it is expected that any fluid flowing in the fault zone seeps around the E-W segment and moves toward the fault tips. Sst. stands for sandstone.

The thickest part of fault core has the lowest porosity and permeability and the highest capillary threshold pressure, therefore increasing the fault sealing capacity and reducing the fluid flow efficiency. Permeability measurements parallel and perpendicular to fault dip show an anisotropy, in which the permeability perpendicular to fault dip is one order of magnitude lower than the dip-parallel permeability measurements. Comparing grain size distribution of fault core and host rock samples shows a mild cataclasis that does not change along the fault core. Damage zone is narrower around the central part (E-W segment) of the fault and widens westward in both hanging wall and footwall, from where the hanging wall damage zone is wider than the footwall damage zone.

### Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

### Acknowledgement

We acknowledge Petrobras for funding DEBRIP Project (Project 2017/00767-0 SAP 4600579230) at the Federal University of Campina Grande. The first author is thankful to the University of Oslo for their support and funding the open access publishing. The associate editor, Dr. Nicolas E. Beaudoin, and two anonymous reviewers are acknowledged for their constructive comments. The fieldwork for this study was finished in January 2020, right before the COVID-19 pandemic hits the world so devastatingly. We, therefore, dedicate this work to all people, especially the Brazilians, whose lives were impacted by the pandemic.

## References

- Alaei, B., Torabi, A., 2017. Seismic imaging of fault damaged zone and its scaling relation with displacement. *Interpretation* 5, 4. <https://doi.org/10.1190/INT-2016-0230.1-SP63-SP69>.
- Alkarami, R., Torabi, A., Kolyukhin, D., Skurtveit, E., 2013. Geostatistical relationships between mechanical and petrophysical properties of deformed sandstone. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 63, 27–38. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmm.2013.06.002>.
- Antonellini, M., Aydin, A., 1994. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: petrophysical properties. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 78, 355–377.
- Araujo, R.E.B., Bezerra, F.H.R., Nogueira, F.C.C., Balsamo, F., Carvalho, B.R.B.M., Souza, J.A.B., Sanglard, J.C.D., de Castro, D.L., Melo, A.C.C., 2018. Basement control on fault formation and deformation band damage zone evolution in the Rio do Peixe Basin, Brazil. *Tectonophysics* 745, 117–131. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.08.011>.
- Aydin, A., Johnson, A.M., 1978. Development of faults as zones of deformation bands and as slip surfaces in sandstones. *Pure Appl. Geophys.* 116, 931–942.
- Balsamo, F., Storti, F., 2010. Grain size and permeability evolution of soft-sediment extensional sub-seismic and seismic fault zones in high-porosity sediments from the Crotona basin, southern Apennines, Italy. *Mar. Petrol. Geol.* 27, 822–837. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.06.006>.
- Balsamo, F., Bezerra, F.H., Vieira, M., Storti, F., 2013. Structural control on the formation of iron oxide concretions and Liesegang bands in faulted, poorly lithified Cenozoic sandstones of the Paraíba basin, Brazil. *Geol. Soc. Am. Bull.* 125, 913–931. <https://doi.org/10.1130/B309066.1>.
- Berg, S.S., Skar, T., 2005. Controls on damage zone asymmetry of a normal fault zone: outcrop analyses of a segment of the Moab zone, SE Utah. *J. Struct. Geol.* 27 (10), 1803–1822. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2005.04.012>.
- Brito Neves, B.B., Santos, E.J., Van Schmus, W.R., 2000. Tectonic history of the borborema province, northeast Brazil. In: Coxnani, U.G., Thonart Filho, A., Campos, D.A. (Eds.), *Tectonic Evolution of South America*. STS/IGC, Rio de Janeiro, pp. 151–182.
- Caine, J.S., Evans, J.P., Forster, C.B., 1996. Fault zone architecture and permeability structure. *Geology* 24, 1025–1028.
- Carvalho, I.S., Mendes, J.C., Costa, T., 2013. The role of fracturing and mineralogical alteration of basement gneiss in the oil exudation in the Sousa Basin (Lower Cretaceous), Northeastern Brazil. *J. S. Am. Earth Sci.* 47, 47–54. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2013.06.001>.
- Cavaliher, T., Sizun, J.P., Labonne, P., Chauvet, A., Suatier, M., Soliva, R., Mezzi, L., Charpentier, D., Leclere, H., Trave, A., Gout, C., 2013. Influence of fault rock foliation on fault zone permeability: the case of deeply buried arkosic sandstones (Gres d'Anost, SE France). *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 97 (7), 1521–1543. <https://doi.org/10.1306/10071312127>.
- Chang, H.K., Kowsmann, R.O., Figueiredo, A.M.F., Bender, A.A., 1992. Tectonics and stratigraphy of the east Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics* 213 (1–2), 97–138. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90253-3](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90253-3).
- Childs, C., Manzocchi, T., Walsh, J.J., Bonson, C.G., Nicol, A., Schöpfer, 2009. A geometric model of fault zone and fault rock thickness variations. *J. Struct. Geol.* 31, 117–127. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2008.08.009>.
- de Castro, D.L., Oliveira, D.C., Castelo Branco, R.M.G., 2007. On the tectonics of the Neocomian Rio do Peixe rift basin, NE Brazil: lessons from gravity, magnetic and radiometric data. *J. S. Am. Earth Sci.* 24, 184–202. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2007.04.001>.
- de Souza, D.H.S., Nogueira, F.C.C., Vasconcelos, D.L., Torabi, A., Souza, J.A.B., Nicchio, M.A., Pérez, Y.A.R., Balsamo, F., 2021. Growth of cataclastic bands into a fault zone: a multiscalar process by microcrack coalescence in sandstones of Rio do Peixe Basin, NE Brazil. *J. Struct. Geol.* 146, 104315. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2021.104315>.
- Evans, J.P., Forster, C.B., Goddard, J.V., 1997. Permeabilities of fault-related rocks and implications for fault-zone hydraulic structure. *J. Struct. Geol.* 19, 1393–1404. [https://doi.org/10.1016/S0191-8141\(97\)00057-6](https://doi.org/10.1016/S0191-8141(97)00057-6).
- Farrell, N.J.C., Healy, D., Taylor, C.W., 2014. Anisotropy of permeability in faulted porous sandstones. *J. Struct. Geol.* 63, 50–67. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2014.02.008>.
- Faulkner, D.R., Jackson, C.A.L., Lunn, R.J., Schlische, R.W., Shipton, Z.K., Wibberley, C.A.J., Withjack, M.O., 2010. A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones. *J. Struct. Geol.* 32, 1557–1575. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2010.06.009>.
- Febbrati, C., 2017. Fault Zone Petrophysical Properties in Poorly Lithified Sandstone of the Rio Do Peixe Basin, Brazil. Master thesis. University of Parma, Italy.
- Fisher, Q.J., Knipe, R.J., 2001. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian continental shelf. *Mar. Petrol. Geol.* 18, 1063–1081. [https://doi.org/10.1016/S0254-9172\(01\)00042-3](https://doi.org/10.1016/S0254-9172(01)00042-3).
- Flodin, E.A., Aydin, A., Durlofsky, L.J., Yeten, B., 2001. Representation of fault zone permeability in reservoir flow models. In: *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans)*.
- Fossen, H., Bale, A., 2007. Deformation bands and their influence on fluid flow. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 91 (12), 1685–1700.
- Françolin, J.B.L., Cobbold, P.R., Sztatnari, P., 1994. 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. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(94\)90116-3](https://doi.org/10.1016/0191-8141(94)90116-3).
- Healy, D., 2012. Anisotropic poroelasticity and the response of faulted rock to changes in pore fluid pressure. *Geological Society of London. Special publication* 367, 201–214.
- Leon y Leon, C.A., 1998. New perspectives in mercury porosimetry. *Adv. Colloid Interface Sci.* 76–77, 341–372. [https://doi.org/10.1016/S0001-9686\(98\)00052-9](https://doi.org/10.1016/S0001-9686(98)00052-9).
- Liu, Z., Pu, X., Deng, S., Meng, L., Wang, H., Sun, Y., Chen, Z., 2021. The critical control of arkosic sandstone porosity on deformation band formation: insights from the Shulu across-fault borehole in the Bohai Bay Basin, China. *J. Struct. Geol.* 143, 104258. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2020.104258>.
- Maciel, I.B., Dettori, A., Balsamo, F., Bezerra, F.H.R., Vieira, M.M., Nogueira, F.C.C., Salvioli-Mariani, E., Souza, J.A.B., 2018. Structural control on clay mineral authigenesis in faulted arkosic sandstone of the Rio do Peixe Basin, Brazil. *Minerals* 8, 1–17. <https://doi.org/10.3390/min8090406>.
- Medeiros, V.C., Amaral, C.A., Rocha, D.E.G.A., Santos, R.B., 2005. Programa Geologia 800 do Brasil - PGE. Folha 58.24-Z-A. Estadas da Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. Mapa Geológico. Recife: CPRM, 2005, 1 mapa, color., 66cm x 108cm. Escala: 1:250.000.
- Medeiros, W.E., do Nascimento, A.F., da Silva, F.C.A., Destro, N., Demétrio, J.G.A., 2010. Evidence of hydraulic connectivity across deformation bands from field pumping tests: two examples from Tucano Basin, NE Brazil. *J. Struct. Geol.* 32 (11), 1783–1791. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2009.08.019>.
- Nicchio, M.A., Nogueira, F.C.C., Balsamo, F., Souza, J.A.B., Carvalho, B.R.B.M., Bezerra, F.H.R., 2018. *J. Struct. Geol.* 107, 132–141. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.12.013>.
- Nogueira, F.C.C., Marques, F.O., Bezerra, F.H.R., 2015. Cretaceous intracontinental rifting and post-rift inversion in NE Brazil: insights from the Rio do Peixe Basin. *Tectonophysics* 644–645, 92–107. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2014.12.016>.
- Nogueira, F.C.C., Nicchio, M.A., Balsamo, F., Souza, J.A.B., Silva, I.V.L., Bezerra, F.H.R., Vasconcelos, D.L., Carvalho, B.R.B.M., 2021. The influence of the cataclastic matrix on the petrophysical properties of deformation bands in arkosic sandstones. *Mar. Petrol. Geol.* 124, 104825. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104825>.
- Ottosen, S., Townsend, C., Øverland, M.K., et al., 2005. Investigating the effect of varying fault geometry and transmissibility on recovery: using a new workflow for structural uncertainty modeling in a clastic reservoir. In: Boulp, P., Kaldi, J. (Eds.), *Evaluating Fault and Cap Rock Seals, Special Issue. AAPG*, pp. 125–136. <https://doi.org/10.1306/1060760F23165>.
- Pitman, E.D., 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection: capillary pressure curves for sandstone. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 76, 191–196.
- Postes, C.C.C., Nogueira, F.C.C., Bezerra, F.H.R., Balsamo, F., Miranda, T.S., Nicchio, M.A., Souza, J.A.B., Carvalho, B.R.B.M., 2019. Petrophysical properties of deformation bands in high porous sandstones across fault zones in the Rio do Peixe Basin, Brazil. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 114, 153–163. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmm.2019.12.009>.
- Rapozo, B.F., Córdoba, V.C., Antunes, A.F., 2021. Tectono-stratigraphic evolution of a cretaceous intracontinental rift: Example from Rio do Peixe Basin, north-eastern Brazil. *Mar. Petrol. Geol.* 126, 104899. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.104899>.
- Rohmer, J., Nguyen, T.K., Torabi, A., 2015. Off-fault shear failure potential enhanced by high-stiff/low-permeable damage zone during fluid injection in porous reservoirs. *Geophys. J. Int.* 202, 1566–1580.
- Rotevatn, A., Fossen, H., Hesthammer, J., 2007. Are relay ramps conduits for fluid flow? Structural analysis of a relay ramp in Arches National Park, Utah. *Geol. Soc. Lond. Spec. Publ.* 270, 55–71. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2007.270.01.04>.
- Schultz, R.A., Siddharthan, R., 2005. A general framework for the occurrence and faulting of deformation bands in porous granular rocks. *Tectonophysics* 411, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2005.07.008>.
- Shipton, Z.K., Evans, J.P., Thompson, L.B., 2005. The geometry and thickness of deformation-band fault core and its influence on sealing characteristics of deformation-band fault zones. *AAPG Memoir* 85, 181–195. <https://doi.org/10.1306/1037723M853135>.
- Silva, J.G.F., Córdoba, V.C., Caldas, L.H.C., 2014. Proposta de novas unidades litostratigráficas para o Devoniano da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil. *Braz. J. Geol.* 44, 561–578. <https://doi.org/10.5327/Z2317489201400040004>.
- Skurtveit, E., Torabi, A., Sundal, A., Braathen, A., 2021. The role of mechanical stratigraphy on CO<sub>2</sub> migration along fault-examples from Entrada Sandstone, Humberg Flats, Utah, USA. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 109, 103376.
- Torabi, A., 2007. Deformation Bands in Porous Sandstone, Their Microstructure and Petrophysical Properties. PhD thesis. University of Bergen.
- Torabi, A., Berg, 2011. Scaling of fault attributes: a review. *Mar. Petrol. Geol.* 28, 1444–1460.
- Torabi, A., Ellingsen, T.S.S., Johannessen, M.U., Alaei, B., Rotevatn, A., Chiarella, D., 2020. In: OGIIVIE, S.R., DEB, S.J., WILSON, R.W., BAILEY, W.R. (Eds.), *Fault Zone Architecture and its Scaling Laws: where Does the Damage Zone Start and Stop? from Integrated Fault Seal Analysis*, vol. 496. Geological Society, London, Special Publications. <https://doi.org/10.1144/SP496-2019-151>.
- Torabi, A., Fossen, H., 2009. Spatial variation of microstructure and petrophysical properties along deformation bands in reservoir sandstones. *AAPG Bull.* 93 (7), 919–930.
- Torabi, A., Fossen, H., Braathen, A., 2013. Insight into petrophysical properties of deformed sandstone reservoirs. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 97 (4), 619–637. <https://doi.org/10.1306/10031212040>.
- Torabi, A., Johannessen, M.U., Ellingsen, T.S.S., 2019. Fault core thickness: insights from siliciclastic and carbonate rocks. *Geofluids* 24. <https://doi.org/10.1111/1365-3093/1212040>.

A. Torabi et al.

*Marine and Petroleum Geology* 133 (2021) 105297

Torabi, A., Zariñ, Z., 2014. Energy release rate of propagating deformation bands and their hosted cracks. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 67, 184–190. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2013.10.007>.

Vasconcelos, D., Marques, P.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 Res.* 33, 705–728. <https://doi.org/10.1111/bre.12491>.

Washburn, E.W., 1921. Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material. *Proceedings of the National Academy of Sciences USA* 7, 115–116. <https://doi.org/10.1073/pnas.7.4.115>.

## ANEXO B – Gráficos da variação da frequência das bandas de deformação com a distância

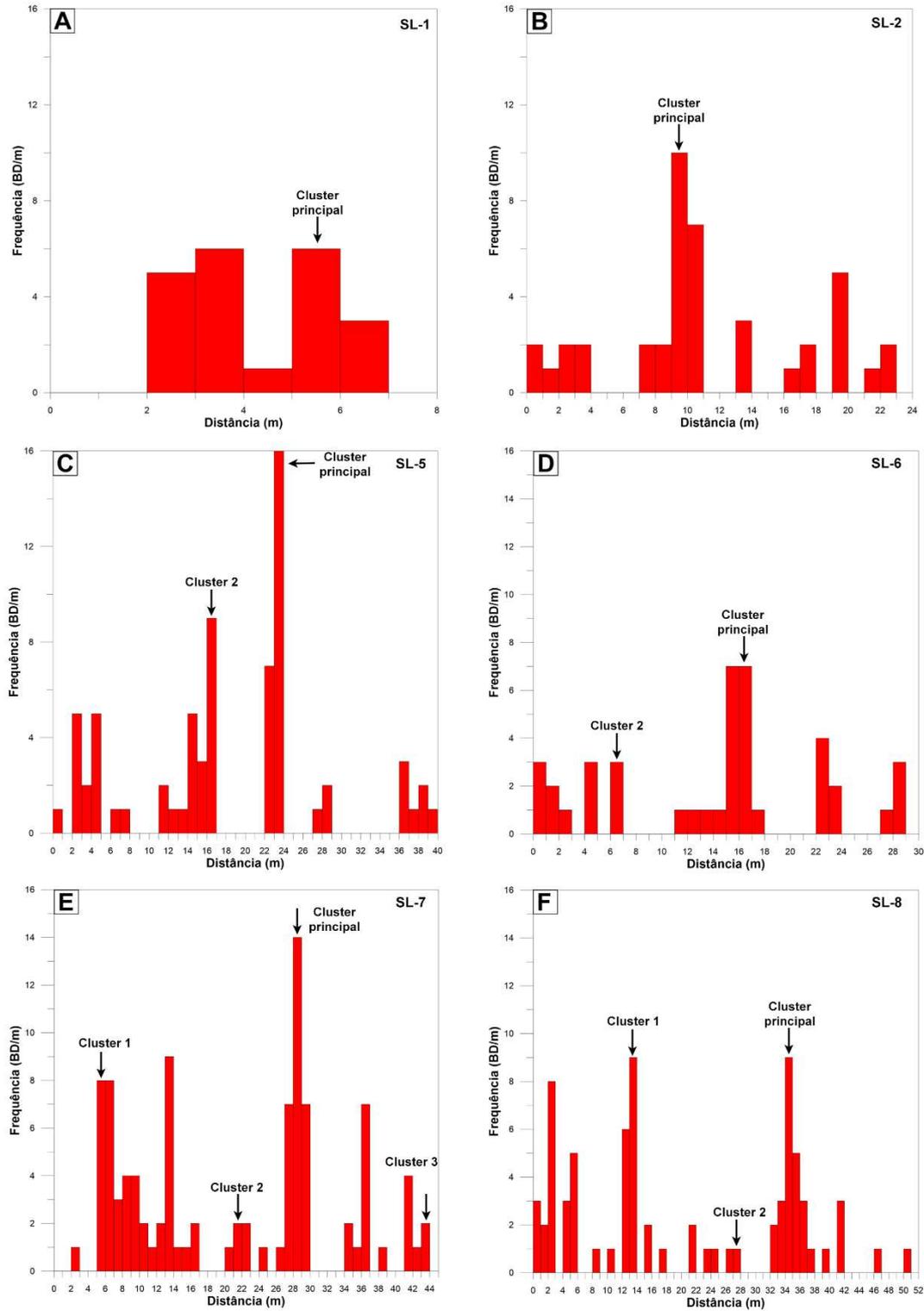


Figura B1 – Gráfico da variação da frequência das bandas de deformação com a distância para as *scanlines*: (A) SL-1; (B) SL-2; (C) SL-5; (D) SL-6; (E) SL-7; e (F) SL-8. Os

locais aonde as *scanlines* cruzam os *clusters* são indicados na figura por setas em preto. A localização das *scanlines* está disponível na Figura 3.3.

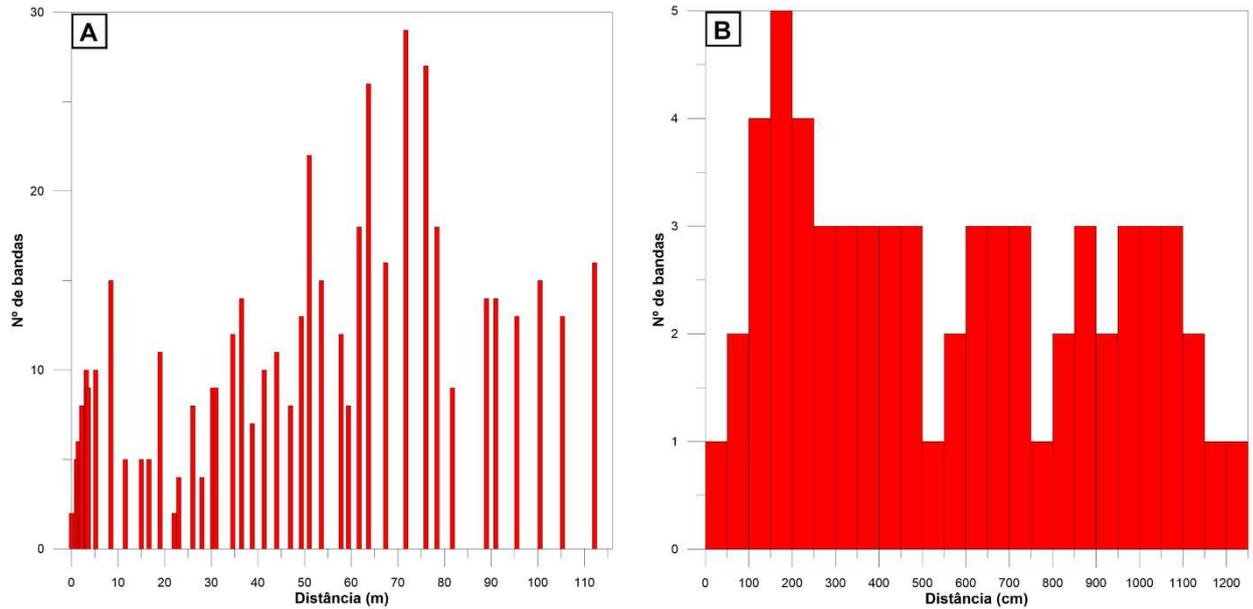


Figura B2 – Gráfico da variação da frequência das bandas de deformação com a distância para as *scanlines*: (A) SA-1; (B) SL-2. A localização das *scanlines* está disponível na Figura 3.3.