



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

ÁDRIA TAVARES LEITE SILVA

**SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO EM ZONA DE FALHA COM BANDAS DE
DEFORMAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM
DESCONTINUIDADES INCORPORADAS**

Recife

2021

ÁDRIA TAVARES LEITE SILVA

**SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO EM ZONA DE FALHA COM BANDAS DE
DEFORMAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM
DESCONTINUIDADES INCORPORADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Civil. Área de Concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

Coorientadora: Prof.^a Dr.^a Leila Brunet de Sá Beserra.

Recife

2021

Catálogo na fonte
Sandra Maria Neri Santiago, CRB-4 / 1267

S586s Silva, Ádria Tavares Leite.
Simulação de escoamento em zona de falha com bandas de deformação utilizando o método dos elementos finitos com descontinuidades incorporadas / Ádria Tavares Leite Silva. – 2021.
82 f.: figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.
Coorientadora: Profa. Dra. Leila Brunet de Sá Beserra.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Recife, 2021.
Inclui referências.

1. Engenharia civil. 2. Bandas de deformação. 3. Descontinuidades fortes. 4. Fluxo de fluidos. 5. Permeabilidade equivalente. I. Gomes, Igor Fernandes (Orientador). II. Beserra, Leila Brunet de Sá (Coorientadora). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG / 2021 - 186

ÁDRIA TAVARES LEITE SILVA

**SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO EM ZONA DE FALHA COM BANDAS DE
DEFORMAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM
DESCONTINUIDADES INCORPORADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Civil. Área de Concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em: 27/07/2021.

BANCA EXAMINADORA

participação por videoconferência
Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Dr.^a Flávia de Oliveira Lima Falcão (Examinadora Externa)
Petrobras

participação por videoconferência
Prof. Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira (Examinador Externo)
Universidade Federal de Campina Grande

Dedico este trabalho àqueles que sempre me ensinaram as maiores lições sobre a vida, meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por toda a minha vida e por ter me guiado até aqui.

À minha família e principalmente aos meus pais, Josefa Tavares e Sérgio Ricardo, por sempre valorizar a minha educação, acreditar no meu potencial e abraçar meus sonhos. Ao meu irmão, Alan Tavares, por partilhar seu alto-astral e me manter animada.

Ao meu orientador Professor Igor Fernandes, que me deu a oportunidade de trabalhar nesta pesquisa e cujo o bom humor, paciência e didática sempre me fizeram querer continuar. À minha coorientadora Professora Leila Brunet, por mostrar-se solícita quando eu estava com dúvidas. A todos os professores que fizeram parte da minha vida acadêmica, por todos os ensinamentos repassados.

Aos amigos que o mestrado me deu, em especial Layane, que me acompanha desde a graduação, Milena, Laís, Nívea e Ximena, agradeço por todos os momentos alegres, os conhecimentos compartilhados e o companheirismo. Também sou grata aos futuros doutores Bruno e Franklyn, eu não teria iniciado e continuado esta pesquisa sem a ajuda deles.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Código de Financiamento 001. Agradeço também à Universidade Federal de Pernambuco pelo apoio institucional.

Sou grata a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

RESUMO

Bandas de deformação são uma das estruturas mais comuns formadas em zonas de falhas em rochas areníticas porosas. Elas são caracterizadas pelo formato tabular, com espessura milimétrica a centimétrica, e reduzida permeabilidade e porosidade em relação à rocha hospedeira. Devido a isso, bandas de deformação podem afetar os padrões de fluxo em rochas e compartimentá-las. Tendo em vista que bandas de deformação representam heterogeneidades de pequena escala, sua incorporação à simulação de reservatório de petróleo é associada a um alto custo computacional quando a discretização explícita de bandas é necessária. Como alternativa, este trabalho propõe incorporar esse tipo de descontinuidade de forma implícita, usando Método dos Elementos Finitos com descontinuidades fortes incorporadas para problemas hidráulicos. Esse método foi verificado em modelos teste e aplicado a cenários de afloramento de zona de falha na Bacia Rio do Peixe. Desse modo, foi possível analisar o impacto das bandas de deformação no fluxo de fluidos em meios porosos e como elas afetam a permeabilidade equivalente e a distribuição do campo de pressão do domínio. Os resultados mostraram que a abordagem adotada foi capaz de capturar a descontinuidade no campo de pressão resultante. Os principais fatores redutores da permeabilidade equivalente do meio foram orientação de bandas em relação à direção do fluxo, continuidade lateral das bandas, valor de permeabilidade de banda, contraste entre permeabilidade de banda e rocha hospedeira e intensidade de bandas de deformação. Além disso, nos casos expostos observou-se que as bandas de deformação foram capazes de compartimentar domínios, comportando-se como barreiras e defletores do escoamento do fluido.

Palavras-chave: bandas de deformação; descontinuidades fortes; fluxo de fluidos; permeabilidade equivalente.

ABSTRACT

Deformation bands are one of the most common structures in fault zones formed in porous sandstone rocks. They are characterized by tabular format, with millimeter to centimeter thickness and reduced permeability and porosity in relation to the host rock. Due to this, deformation bands can affect the rock flow patterns and compartmentalize rocks. Since they represent a small-scale heterogeneity, their incorporation on petroleum reservoir simulation is associated with high computational cost when deformation band explicit discretization is needed. As an alternative, this work proposes to incorporate this type of discontinuity in an implicitly way using finite element method with embedded strong discontinuity for hydraulic problems. This method was verified in test models and applied in outcrop models of fault zone in Rio do Peixe Basin. Thereby it was possible to analyze the impact of deformation bands on fluid flow through porous media and how they affect the equivalent permeability and the pressure distribution field of the domain. The results showed the adopted approach was able to capture the resulting pressure field discontinuity. The main reductors factors of equivalent permeability of the medium were orientation of bands in relation to the flow direction, lateral continuity of the bands, band permeability value, contrast in between band and host rock permeability, and intensity of deformation bands. Furthermore, in the exposed cases it was observed that deformation bands were able to compartmentalize the domain, behaving as barriers and deflectors of the fluid flow.

Keywords: deformation bands; strong discontinuity approach; fluid flow; equivalent permeability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Afloramentos da Bacia Rio do Peixe, apresentando: a) Bandas de deformação individuais dispostas em padrão anastomosado; b) Aglomerado de bandas de deformação.	17
Figura 2 – Mapa geológico da Bacia do Rio do Peixe, mostrando as unidades estratigráficas expostas nas Sub-bacias Brejo das Freiras (SBBF), Sousa (SBS) e Pombal (SBP).	19
Figura 3 – Modelo ilustrativo de zona de falha.	22
Figura 4 – Classificação cinemática das bandas de deformação.	27
Figura 5 – Tipos de bandas de deformação de acordo com o mecanismo principal de deformação.	28
Figura 6 – Localização da Bacia do Rio do Peixe.	31
Figura 7 – (a) e (b): Elemento triangular finito atravessado por uma banda estreita. . . .	39
Figura 8 – Campo de pressões no elemento.	40
Figura 9 – (a) Leitos paralelos com fluxo linear;(b) Leitos em série com fluxo linear. . .	44
Figura 10 – Domínio e condições de contorno hidráulicas dos cenários sintéticos.	46
Figura 11 – Distribuição do campo de pressão dos cenários sintéticos A e B com permeabilidade $K_b = 0,050 D$ para as direções de fluxo horizontal e vertical, empregando os métodos indicados.	47
Figura 12 – Distribuição do campo de pressão dos cenários sintéticos C e D com permeabilidade $K_b = 0,050 D$ para as direções de fluxo horizontal e vertical, empregando os métodos indicados.	48
Figura 13 – Curvas da distribuição de pressão ao longo do comprimento vertical das simulações para os casos em que $K_b = 0,050 D$ na direção vertical de fluxo: a) Cenário A; b) Cenário B; c) Cenário C; d) Cenário D.	49
Figura 14 – Erro relativo percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários A e B em relação à solução analítica: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical.	52
Figura 15 – Erro relativo percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários C e D em relação à solução convencional: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical.	53
Figura 16 – Domínio e condições de contorno hidráulicas do caso Flemisch.	55

Figura 17 – Distribuição do campo de pressão do caso Flemisch.	55
Figura 18 – Curvas de pressão do caso Flemisch, ao longo da linha diagonal (0,0 m, 0,1 m)-(0,9 m, 1,0 m), resultantes dos métodos numéricos presentes em Flemisch <i>et al.</i> (2018) e do método ACDF.	56
Figura 19 – Áreas de Utah selecionadas para simulação.	58
Figura 20 – Domínio e condições de contorno hidráulicas aplicados na área J11 do afloramento de Utah.	60
Figura 21 – Malhas utilizadas para o estudo de convergência e seus resultados da distribuição do campo de pressão.	62
Figura 22 – Curvas de pressão obtidas ao longo de linhas verticais (1,25 m, 5,0 m)-(1,25 m, 0,0 m) a partir dos diferentes níveis de refinamento de malha.	63
Figura 23 – Geometria e malhas das áreas simuladas do afloramento de Utah.	64
Figura 24 – Curvas da distribuição de pressão das áreas do afloramento de Utah, selecionadas para simulação hidráulica com fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.	65
Figura 25 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J1 à J6, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.	67
Figura 26 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J7 à J12, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.	68
Figura 27 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J13 à J18, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.	69
Figura 28 – Curvas da distribuição de pressão das áreas selecionadas do afloramento de Utah, utilizando $K_R = 1$ D, geradas a partir da simulação hidráulica com fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.	70
Figura 29 – Relação entre a Intensidade de bandas de deformação e as Permeabilidades equivalentes das áreas J1 à J18, utilizando $K_R = 1$ D, para fluxo: a) Horizontal; b) Vertical.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Dimensões de aquisição para os cálculos de densidade de fraturas.	26
Tabela 3 – Permeabilidades aplicadas nos materiais em cada simulação dos cenários sintéticos.	46
Tabela 4 – Tamanho da malha e tempo de CPU das diferentes simulações de fluxo vertical executadas para os cenários A e B, no caso de $K_b = 0,050 D$	50
Tabela 5 – Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os cenários A e B, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação.	51
Tabela 6 – Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os cenários C e D, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação.	53
Tabela 7 – Dados de cada área selecionada no afloramento de Utah utilizados nas simulações.	59
Tabela 8 – Normas euclidianas calculadas comparando as soluções de cada malha menos refinada com a mais refinada.	61
Tabela 9 – Normas euclidianas calculadas em relação à solução de referência (882 elementos).	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACDF	Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes
BRP	Bacia Rio do Peixe
CODE_BRIGHT	<i>Coupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport</i>
D-XFEM	Método dos Elementos Enriquecidos Dual
LAPEP	Laboratório de Pesquisa em Exploração Petrolífera
MDFM	Método das Diferenças Finitas Miméticas
MEF	Método dos Elementos Finitos
MFD	Modelos de Fraturas Discretas
MPFA	Aproximação do Fluxo por Múltiplos Pontos
P-XFEM	Método dos Elementos Enriquecidos Primal
SBBF	Sub-bacia Brejo das Freiras
SBP	Sub-bacia Pombal
SBS	Sub-bacia Sousa
TPFA	Aproximação de Fluxo por Dois Pontos
XFEM	Elementos Finitos Enriquecidos

LISTA DE SÍMBOLOS

Φ	Porosidade do meio rochoso
ρ_f	Densidade de fluido
t	Tempo
∇	Operador gradiente
\mathbf{q}	Fluxo de Darcy
μ	Viscosidade do fluido
\mathbf{K}	Tensor de permeabilidade intrínseca da rocha
∇p	Gradiente de pressão de fluido
\mathbf{g}	Vetor de gravidade
ρ_{f0}	Densidade de referência
β	Compressibilidade do fluido
p	Pressão
p_0	Pressão de referência
S_e	Domínio do meio descontínuo
Ω_e	Domínio do meio contínuo
h	Espessura da descontinuidade
k_S	Permeabilidade do meio descontínuo
k_Ω	Permeabilidade da contínuo
l_e	Comprimento do elemento finito triangular
\bar{p}	Pressão média no elemento
$\llbracket [p] \rrbracket$	Salto no campo de pressões
φ_S	Função contínua
H_S	Função <i>Heaviside</i>
δ_S	Delta de <i>Dirac</i>
\mathbf{n}	Vetor normal à descontinuidade
\mathbf{m}	Vetor normal à base do elemento

\mathbf{N}_n	Matriz dos componentes \mathbf{n}
\mathbf{M}	Matriz dos componentes \mathbf{m}
N_1	Função de forma do nó isolado
\mathbf{q}_Ω	Fluxo no meio contínuo
\mathbf{q}_S	Fluxo no meio descontínuo
\mathbf{K}_S	Tensor de permeabilidade do meio descontínuo
\mathbf{K}_Ω	Tensor de permeabilidade do meio contínuo
\mathbf{K}_{ef}	Tensor de permeabilidade efetiva
$K_{eq_{paralelo}}$	Permeabilidade equivalente em leitos paralelos
$K_{eq_{serie}}$	Permeabilidade equivalente em leitos em série
Q_n	Vazões nodais do contorno à jusante da direção do fluxo
$L_{x/y}$	Comprimento da seção perpendicular à direção do fluxo
K_{eq}	Permeabilidade equivalente em uma determinada direção
p_1	Pressão imposta a montante
p_2	Pressão imposta a jusante
K_R	Permeabilidade do material contínuo
K_b	Permeabilidade da banda de deformação descontínua
d	Espessura do material contínuo entre bandas
K_{eb}	Permeabilidade do material contínuo entre bandas
l	Comprimento da banda de deformação
K_{eqx}	Permeabilidade equivalente para fluxo horizontal
K_{eqy}	Permeabilidade equivalente para fluxo vertical
q_1	Vazão imposta a montante
L_2	Valor da norma euclidiana
$P_{+Refinada}$	Valor da pressão em um ponto da malha mais refinada
$P_{-Refinada}$	Valor da pressão em um ponto da malha menos refinada
λ	Distância entre pontos
y_f	Coordenada y final

y_i	Coordenada y inicial
$P22$	Intensidade de bandas de deformação
A	Área de uma região

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	16
1.2	OBJETIVOS	20
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	ZONAS DE FALHAS	22
2.2	BANDAS DE DEFORMAÇÃO	25
2.3	BACIA RIO DO PEIXE	30
2.4	MODELAGEM NUMÉRICA DE ESCOAMENTO EM BANDAS DE DEFORMAÇÃO	32
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	37
3.1	FLUXO MONOFÁSICO EM MEIOS POROSOS	37
3.2	MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FOR- TES INCORPORADAS	38
3.2.1	Decomposição do Campo de Pressão	38
3.2.2	Gradiente de Pressão	39
3.2.3	Continuidade do Fluxo de Darcy	42
3.3	DETERMINAÇÃO DE PERMEABILIDADE EQUIVALENTE	43
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
4.1	CASOS DE VALIDAÇÃO	45
4.1.1	Cenários Sintéticos	45
4.1.2	Cenário Benchmark: Flemisch et al. (2018)	54
4.2	CASOS DE APLICAÇÃO: AFLORAMENTO ANÁLOGO NA BACIA RIO DO PEIXE - PARAÍBA - NE, BRASIL	57
4.2.1	Estudo de Malha	60
4.2.2	Análise da Distribuição de Pressão e da Relação P22 vs Permeabilidade Equivalente	64
5	CONCLUSÃO	73
5.1	TRABALHOS FUTUROS	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada a visão geral deste trabalho, abordando o tema tratado de forma breve. Além disso, são expostos os objetivos do estudo e como a dissertação está estruturada.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

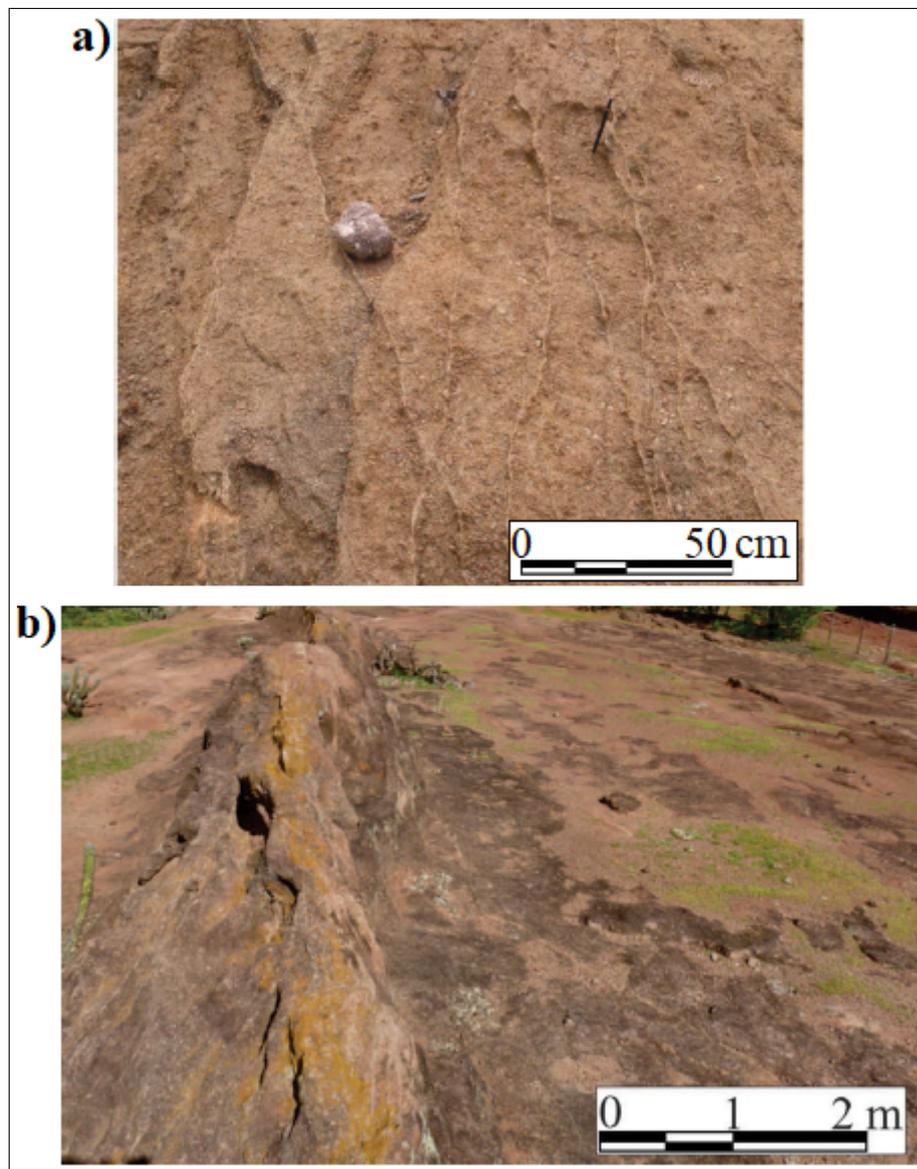
No contexto da indústria do petróleo, para maximizar a produção e a recuperação de hidrocarbonetos, é necessário entender as propriedades dos fluidos que serão produzidos, bem como considerar, nos modelos geológicos e de fluxo, as heterogeneidades, anisotropia e descontinuidades das rochas reservatório em relação à geometria, arquitetura deposicional e propriedades petrofísicas. A partir disso, é possível utilizar simuladores de fluxo de fluido para prever o escoamento e determinar estratégias de produção (MATTHAI *et al.*, 1998; THOMAS, 2001; TVERANGER *et al.*, 2005). Porém, considerar tais características de forma discreta se torna inviável e demanda uma abordagem de *upscaling* destas estruturas por meio de propriedades equivalentes.

Devido às falhas serem muitas vezes as responsáveis pelo controle da migração e acúmulo de petróleo em bacias sedimentares, zonas de falhas consistem em uma importante fonte de mudanças de características das formações rochosas de reservatórios em campos petrolíferos (FAULKNER *et al.*, 2010). Em rochas de boa porosidade, por exemplo, as deformações rúpteis que geram as falhas também formam heterogeneidades de menor escala como as bandas de deformação, que são as estruturas mais abundantes e comuns em zonas de falhas (FISHER; KNIPE, 2001; HESTHAMMER; FOSSEN, 2001; BRAATHEN *et al.*, 2009; ZEYNALOV *et al.*, 2017).

Bandas de deformação, exemplificadas na Figura 1, consistem em estreitas faixas de deformação localizada, e o seu processo de formação pode culminar em redução local de porosidade e permeabilidade em algumas ordens de magnitude em relação à rocha hospedeira (AYDIN, 1978; FOSSEN; BALE, 2007; BALLAS *et al.*, 2015). Essa redução, mesmo que localizada, diminui a qualidade petrofísica das rochas e aumenta a anisotropia dessas propriedades, podendo causar consideráveis variações no comportamento do fluxo de fluidos em rochas (GALVAO *et al.*, 2018). Diversos trabalhos mostram que bandas de deformação foram responsabilizadas pela compartimentação de reservatórios, comportando-se como um sistema de

barreiras, impedindo ou desviando o caminho do fluxo de fluidos (PITTMAN, 1981; EDWARDS *et al.*, 1993; ANTONELLINI; AYDIN, 1994; EICHHUBL *et al.*, 2004; OLSSON *et al.*, 2004; STERNLOF *et al.*, 2006; SAMPLE *et al.*, 2006; TORABI, 2012). Existe ainda casos em que as bandas de deformação podem apresentar valores de porosidade e permeabilidade relativamente mais altos quando comparados à rocha hospedeira, como mostram os trabalhos de Antonellini *et al.* (1994), Bernard e Eichhubl (2002) e Fossen *et al.* (2007).

Figura 1 – Afloramentos da Bacia Rio do Peixe, apresentando: a) Bandas de deformação individuais dispostas em padrão anastomosado; b) Aglomerado de bandas de deformação.



Fonte: Adaptado de Nicchio *et al.* (2017) e Pontes *et al.* (2019).

Apesar do potencial de afetar o escoamento, as bandas de deformação não são normalmente incorporadas aos modelos para simulação hidráulica de reservatórios de petróleo e os seus efeitos práticos no controle do fluxo não estão plenamente claros. Dentre os motivos para tal, ressalta-se que as pequenas dimensões das bandas de deformação restringem sua detecção em dados sísmicos e perfilagem de poços, mesmo quando há numerosas bandas anastomosadas e aglomeradas entre si, fazendo com que regiões de subsuperfície que contém bandas de deformação aparentem ser indeformadas e homogêneas (FISHER; KNIPE, 2001; FOSSEN *et al.*, 2007; KOLYUKHIN *et al.*, 2010; ZULUAGA *et al.*, 2016). Assim, para compreender como as bandas impactam o fluxo de fluidos, torna-se adequado o seu estudo por meio de afloramentos análogos que contenham bandas de deformação, podendo utilizar dados coletados em campo como dados de entrada em modelos de reservatório para simulação de escoamento (QU; TVERANGER, 2016; ZEYNALOV *et al.*, 2017).

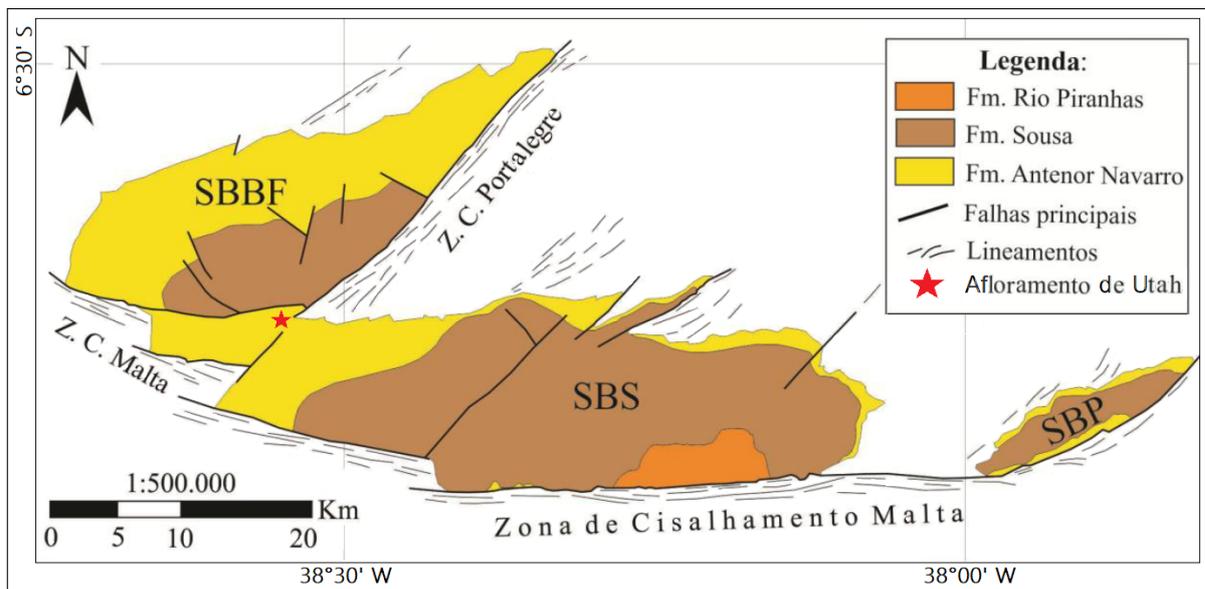
Tendo isso em vista, os afloramentos da Bacia Rio do Peixe, localizada no interior do estado da Paraíba no Nordeste brasileiro e apresentada na Figura 2, são exemplos importantes para analisar a influência de zona de falha com bandas de deformação no escoamento de fluidos em rochas com características de reservatório. Em particular, o afloramento de Utah, estudado neste trabalho e indicado na Figura 2, possui estimáveis exposições de arenito com bandas de deformações, dispostas em redes individuais e conjugadas, bem preservadas, formando uma zona de falha.

Outro aspecto importante é que as dimensões espaciais das bandas também dificultam a sua inclusão na modelagem de reservatórios para executar simulações de fluxo. O custo computacional para explicitar estruturas de pequena escala em modelos maiores é considerado proibitivo, pois se faz necessário o uso de malhas com alto grau de refinamento (ROTEVATN *et al.*, 2009; QU; TVERANGER, 2016; ZULUAGA *et al.*, 2016). Desse modo, para incorporar as bandas de deformação em simulações é preciso buscar novas formas para incluir-las nos domínios de forma eficiente e com baixo custo computacional.

Considerando que as bandas de deformação de menor permeabilidade em relação ao meio circundante, como as bandas presentes no afloramento de Utah na Bacia Rio do Peixe, são capazes de impor descontinuidades no campo de pressão, uma alternativa para discretizar as bandas em modelos de simulação de fluxo é utilizar a abordagem Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF). Essa técnica foi formulada por Manzoli e Shing (2006) e adaptada por Beserra (2015) para incorporar o efeito de descontinuidades estreitas no interior

de elementos de malhas que discretizam o problema de fluxo em meios porosos, quando tais discontinuidades são mais impermeáveis que o meio onde estão inseridos, gerando saltos no campo de pressão. Essa metodologia dispensa o uso de malhas demasiadamente refinadas, reduzindo o custo computacional de incluir bandas de deformação em simulações numéricas de escoamento.

Figura 2 – Mapa geológico da Bacia do Rio do Peixe, mostrando as unidades estratigráficas expostas nas Sub-bacias Brejo das Freiras (SBBF), Sousa (SBS) e Pombal (SBP).



Fonte: Adaptado de Nogueira *et al.* (2015).

Ainda que as bandas de deformação sejam representadas de forma implícita por meio da abordagem ACDF, a simulação numérica de fluxo de fluidos em modelos geológicos de grande escala, muitas vezes, requer uma etapa de *upscaling* para computar propriedades equivalentes em malhas mais grossas. Dado o impacto das bandas de deformação na permeabilidade do meio, torna-se relevante o cálculo apropriado das permeabilidades equivalentes nessa fase, considerando sua quantificação global para cada célula de simulação do modelo de reservatório. Uma das principais formas de fazer isso é por meio de *flow-based upscaling* numérico, onde um tensor de permeabilidade equivalente é calculado a partir da simulação numérica de fluxo, quando atingir regime estacionário, com base na Lei de Darcy (DURLOFSKY, 2003; DURLOFSKY, 2005; AHMADOV *et al.*, 2007; SAEVIK; NIXON, 2017; SILVA *et al.*, 2021).

1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo geral empregar o Método de Elementos Finitos via técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF) para incorporar bandas de deformação de forma implícita a problemas de simulação numérica de escoamento em zonas de dano de falhas e avaliar o impacto destas estruturas nas propriedades hidráulicas equivalentes.

Este trabalho está inserido nos desenvolvimentos do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento intitulado "Bandas de deformação Rio do Peixe (DEBRIP): análise multiescalar e geração de bancos de dados geofísico, geológico, modelagem e simulação numérica", coordenado pelo Professor Francisco César, sob financiamento da Petrobras Petróleo Brasileiro.

Isso posto, os objetivos específicos desta pesquisa são:

- a) Simular numericamente o escoamento monofásico em domínios bidimensionais por meio do código *in house* de elementos finitos CODE_BRIGHT - *COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport* (OLIVELLA *et al.*, 1996; GUIMARÃES *et al.*, 2007).
- b) Verificar a utilização da abordagem ACDF por meio da simulação de casos cujas soluções possam ser obtidas por meio de cálculo analítico, empregando o Método dos Elementos Finitos pela abordagem convencional ou que a solução já esteja disponível na literatura, para posterior validação e comparação de resultados.
- c) Modelar e simular bandas de deformação do afloramento de Utah da Bacia Rio do Peixe.
- d) Analisar o comportamento da distribuição de pressão dos modelos simulados, observando os saltos no campo de pressão causados pela presença de bandas de deformação.
- e) Calcular e analisar a permeabilidade equivalente dos casos simulados.
- f) Investigar os fatores, relacionados às bandas de deformação, que podem afetar a permeabilidade equivalente do meio e o escoamento de fluidos.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi organizada em cinco capítulos. No presente capítulo, Introdução, foram introduzidos a problemática e a importância do tema abordado, e foi elencado os objetivos

da pesquisa.

No segundo capítulo, Revisão Bibliográfica, é apresentada a fundamentação teórica acerca do tema, explanando os principais tópicos envolvidos de forma sintética. Os assuntos abordam a formação de zona de falhas e as estruturas de deformação nelas presentes, e aprofundam os conceitos relacionados a bandas de deformação e suas características. Além disso, a Bacia Rio do Peixe, onde está localizado o afloramento estudado, e seus aspectos são apresentados, e a modelagem de escoamento em bandas de deformação é, por fim, tratada.

No terceiro capítulo, Formulação Matemática, as equações que governam o problema de escoamento de fluidos são mostradas, bem como a formulação da técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes adaptada por Beserra (2015) para o problema de fluxo em descontinuidades com permeabilidade menor do que o meio. Ademais, são mostradas as formas de calcular a permeabilidade equivalente analiticamente e numericamente.

No quarto capítulo, Resultados e Discussões, são expostos, de forma detalhada, a geometria, as características petrofísicas dos materiais e as condições de contorno impostas dos modelos utilizados para verificar e aplicar a técnica ACDF em simulações hidráulicas, com seus respectivos resultados e análises pertinentes.

A dissertação é finalizada com o quinto capítulo, Conclusões, onde são apresentadas as considerações finais desta pesquisa e as sugestões para trabalhos futuros.

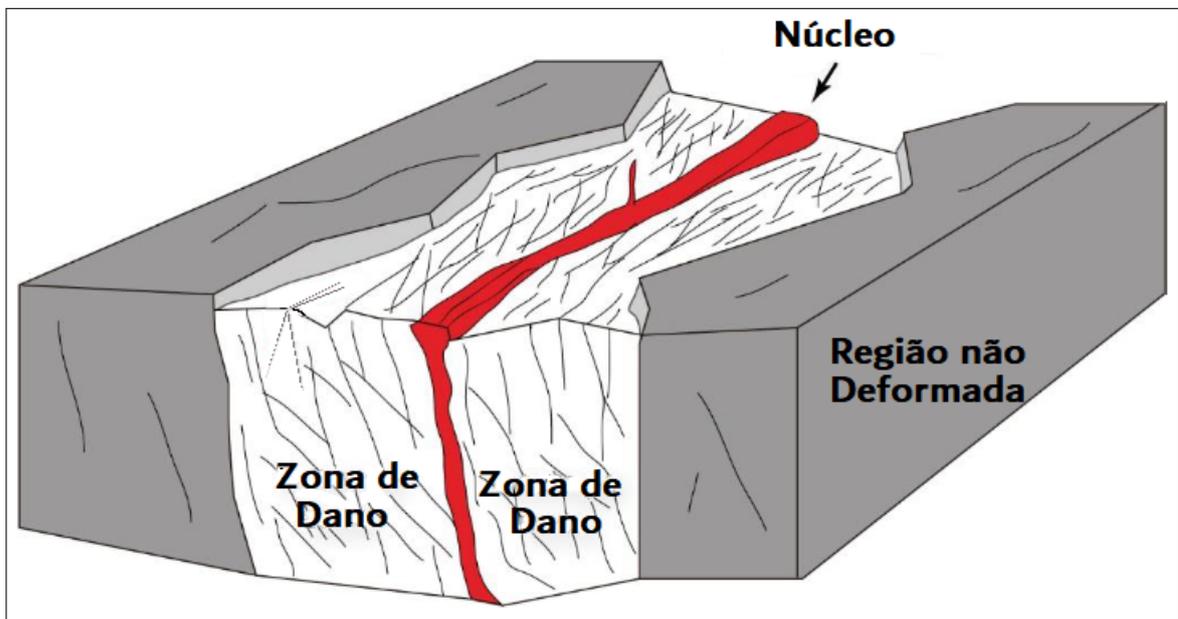
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma breve revisão da literatura sobre os assuntos teóricos mais pertinentes para a compreensão do tema abordado. É mostrado também o contexto geológico da Bacia Rio do Peixe, onde o afloramento por fim estudado está inserido, e os aspectos relevantes a se considerar na modelagem de bandas de deformação.

2.1 ZONAS DE FALHAS

Regimes de deformação rúptil podem gerar conjuntos de discontinuidades estruturais na crosta rasa terrestre e formar zonas de falhas, que consiste em regiões afetadas por deformação. Essas zonas são compostas por dois domínios estruturais: o núcleo e a zona de dano circunvizinha ao núcleo (CAINE *et al.*, 1996), como ilustra a Figura 3.

Figura 3 – Modelo ilustrativo de zona de falha.



Fonte: Adaptado de Flores (2017).

O núcleo é definido como a área que concentra a maior parte do deslocamento (também chamado de rejeito) e deformação, frequentemente posicionado na parte central da zona de falha. Ele pode ser composto por superfícies de deslizamento, como falhas e fraturas de cisalhamento (que possuem rejeitos na ordem de metros), ou por uma região cataclástica, como numerosas bandas de deformação aglomeradas (que possuem rejeitos na ordem de centímetros).

Já a zona de dano, localizada ao redor do núcleo, é constituída por diferentes estruturas de deformação rúpteis secundárias de menor escala, associadas ao crescimento e propagação do núcleo. A extensão da zona de dano, perpendicular ao plano principal do núcleo, é comumente definida a partir da frequência de ocorrência dessas estruturas secundárias, que tende a diminuir em direção ao protólito, e é considerada proporcional ao deslocamento do núcleo (SIBSON, 1977; AYDIN; JOHNSON, 1978; CAINE *et al.*, 1996; LEVEILLE *et al.*, 1997; FOSSEN, 2010; BENSE *et al.*, 2013; CHOI *et al.*, 2016).

Zonas de falhas desempenham papel relevante no controle da sedimentação, mineralização de metais, armazenamento de hidrocarbonetos e são fontes de risco sísmico, quando são compostas de falhas geológicas ativas (TEIXEIRA *et al.*, 2001; KURZ *et al.*, 2008). Elas são importantes trapas estruturais que impedem a migração de petróleo quando possui falhas que justapõe as rochas reservatório às rochas selante devido ao deslizamento relativo de blocos nas formações, funcionando como barreiras ao fluxo ao longo do tempo geológico (GIBSON, 1994; THOMAS, 2001; JOLLEY *et al.*, 2010).

Quanto às estruturas rúpteis secundárias que podem estar presentes em zonas de dano, Caine *et al.* (1996) e Fossen (2010) citam, por exemplo, as fraturas de cisalhamento e de tensão, veios, juntas, bandas de deformação, estilólitos e pequenas falhas. Essas estruturas encontradas nas zonas de dano podem ser geradas antes, durante e depois do desenvolvimento das estruturas rúpteis principais no núcleo e a formação e distribuição delas nas zonas de falhas depende de vários fatores (LEVEILLE *et al.*, 1997; FOSSEN, 2010). Dentre esses fatores, é possível citar: ambiente tectônico, profundidade de soterramento, pressão confinante, estado de tensão da rocha e características da própria rocha hospedeira, tais como grau de litificação, mineralogia, reologia e granulometria (FOSSEN *et al.*, 2007; FOSSEN, 2010).

Além da influência dos fatores supracitados, é válido ressaltar que baixa porosidade faz com que rochas, quando submetidas à tensões em estado rúptil, tendam a sofrer perda de resistência com deformação plástica (*softening*) e formação de zonas de ruptura, gerando fraturas. Assim, o crescimento de falha, em rochas de baixa porosidade ou não porosas, se dá por meio da formação de pequenas fraturas de cisalhamento e de tração, próximas entre si, que tendem a se conectar. Concomitante a esse crescimento, novas fraturas surgem na região, formando a zona de dano (MCGRATH; DAVISON, 1995; HEYNEKAMP *et al.*, 1999; FOSSEN, 2010; SCHUELLER *et al.*, 2013).

Zonas de falhas também podem ser geradas por deformação em um processo de

endurecimento ou compactação com cisalhamento (*hardening*). Esse tipo de deformação rúptil formam, preferencialmente, bandas de deformação em rochas porosas e em sedimentos pouco consolidados, onde o espaço poroso é suficiente para permitir movimentação e cataclase dos grãos. Nesse caso, o processo de desenvolvimento da zona de falha ocorre de forma sequencial a partir da formação de bandas de deformação individuais na área submetida à tensão. Parte delas passam a se formar próximas umas às outras, concentrando-se em uma região localizada. Com a continuação do processo de deformação, superfícies de deslizamentos se formam onde as bandas de deformação estão conjugadas e anastomosadas, produzindo deslocamento entre blocos e, formando falhas. Assim, a depender do grau de deformação sofrida, os núcleos de zonas de falhas desse tipo de deformação podem ser constituído de superfícies de deslizamento e/ou de regiões localizadas com bandas de deformação aglomeradas entre si (chamadas de *cluster*), enquanto que as zonas de dano são compostas, majoritariamente, de bandas de deformação individuais (AYDIN; JOHNSON, 1978; EDWARDS *et al.*, 1993; FOSSEN *et al.*, 2007; FOSSEN, 2010).

É válido ressaltar que as estruturas secundárias citadas, em geral, são capazes de obliterar ou produzir conexões entre os poros da rocha, alterando suas propriedades petrofísicas (GALVAO *et al.*, 2018). A maioria das fraturas e das bandas de deformação são caracterizadas, respectivamente, por apresentar aumento e redução da permeabilidade em relação à rocha hospedeira. Consequentemente, zonas de falhas tendem a aumentar a permeabilidade de rochas de baixa porosidade e a diminuir a permeabilidade de rochas porosas (FOSSEN, 2010).

Dessa forma, as permeabilidades das estruturas existentes em zonas de falhas, bem como a espessura e o comprimento do núcleo, a dimensão da zona de dano, as características das rochas e os mecanismos de deformação, fazem com que as zonas de falha se comportem como um sistema de barreiras e/ou de caminhos preferenciais ao fluxo (CAINE *et al.*, 1996; HEYNEKAMP *et al.*, 1999; FOSSEN, 2010; BENSE *et al.*, 2013). Devido a esses comportamentos e às extensões expressivas de tais zonas, que podem chegar a centenas de metros, Fossen *et al.* (2007) assumem que zonas de falhas devem ser consideradas na avaliação do fluxo de fluido em muitos reservatórios de petróleo onde falhas estão presentes. Logo, investigar estruturas de menor escala formadas em zonas de falhas, bem como suas características intrínsecas e distribuição em zonas de dano, torna-se relevante ao considerar a sua influência no escoamento próximo às falhas (HEYNEKAMP *et al.*, 1999; BENSE *et al.*, 2013).

2.2 BANDAS DE DEFORMAÇÃO

A deformação de rochas porosas, em um processo combinado de cisalhamento e compressão, pode colapsar seus poros, formando estruturas planares milimétricas chamadas de bandas de deformação (AYDIN, 1978; AYDIN; JOHNSON, 1978). Aydin (1978) mostrou que não há diferença mineralógica significativa entre as bandas de deformação e a rocha hospedeira. Elas são formadas a partir da reorganização do material que a compõe devido ao fraturamento, rotação e deslizamento de seus grãos, ao sofrerem deformação rúptil (AYDIN *et al.*, 2006; FOSSEN, 2010). Devido à necessidade de espaço poroso para o desenvolvimento da banda, geralmente, esse tipo de estrutura ocorre em rochas com valor de porosidade a partir de 15% aproximadamente, como em rochas areníticas pouco cimentadas (WONG *et al.*, 1997; OLSSON *et al.*, 2004; FOSSEN *et al.*, 2007; FOSSEN; BALE, 2007; FOSSEN, 2010)).

As bandas de deformação são caracterizadas por comumente apresentarem maior coesão e resistência em relação à rocha hospedeira (FOSSEN *et al.*, 2007). Devido à sua maior resistência ao intemperismo, é possível identificar preservadas bandas expostas em afloramentos como longas e estreitas faixas de coloração mais clara que a rocha adjacente (AYDIN, 1978; AYDIN; JOHNSON, 1978; ANTONELLINI *et al.*, 1994; MOLLEMA; ANTONELLINI, 1996; GIBSON, 1998). Além disso, essas faixas deformacionais geralmente possuem menores valores de propriedades petrofísicas em comparação aos da rocha hospedeira. A diminuição do diâmetro dos poros e da sua conectividade implicam em reduções na porosidade em média de uma ordem de magnitude e na permeabilidade em torno de duas a quatro ordens de magnitude em relação à rocha hospedeira, alcançando reduções de seis ordens de magnitude em casos extremos. Isso altera a permeabilidade efetiva da área, podendo afetar o comportamento do fluxo de fluidos na rocha (ANTONELLINI; AYDIN, 1994; HESTHAMMER; FOSSEN, 2001; STERNLOF *et al.*, 2006; FOSSEN; BALE, 2007; FOSSEN *et al.*, 2011; BALLAS *et al.*, 2015).

Um outro aspecto, empregado rotineiramente na caracterização geológica segundo Santos (2017), que pode afetar o comportamento dos fluidos na rocha é a intensidade espacial que as bandas de deformação ocupam em uma determinada área. A Tabela 2, mostra as formas que essa intensidade bandas pode ser considerada, a depender dos dados de aquisição disponíveis e da aplicação desejada, que teve como base o que é utilizado para caracterização de fraturas.

A geração das bandas de deformação ocorre quando a rocha é submetida a tensões, levando-a à falha por cisalhamento, podendo apresentar dilatação ou compactação (ANTONELLINI *et al.*, 1994; WONG *et al.*, 1997). Assim, elas são classificadas de acordo com o contexto

cinemático em banda de cisalhamento, banda de compactação e banda de dilatação, normalmente apresentando componentes de cisalhamento com dilatação ou compactação (FOSSSEN *et al.*, 2007; AYDIN *et al.*, 2006; FOSSSEN, 2010), como mostrado na Figura 4. Em bandas formadas apenas por cisalhamento, a deformação não gera variações significativas de seu volume e seus grãos tendem rotacionar e transladar, alinhando-se com o plano da banda. Nas bandas de dilatação e compactação, ocorre deformação volumétrica e os valores de porosidade aumentam e diminuem, respectivamente, em comparação à rocha hospedeira. A dilatação se desenvolve a partir do deslizamento e rolamento dos grãos, expandindo o espaço poroso e, conseqüentemente, resultando em bandas de melhor qualidade petrofísica em relação ao meio. Já a compactação gera o fraturamento deles, colapsando os poros e diminuindo a capacidade permoporosa do meio (ANTONELLINI *et al.*, 1994; BERNARD; EICHHUBL, 2002; AYDIN *et al.*, 2006).

Tabela 2 – Dimensões de aquisição para os cálculos de densidade de fraturas.

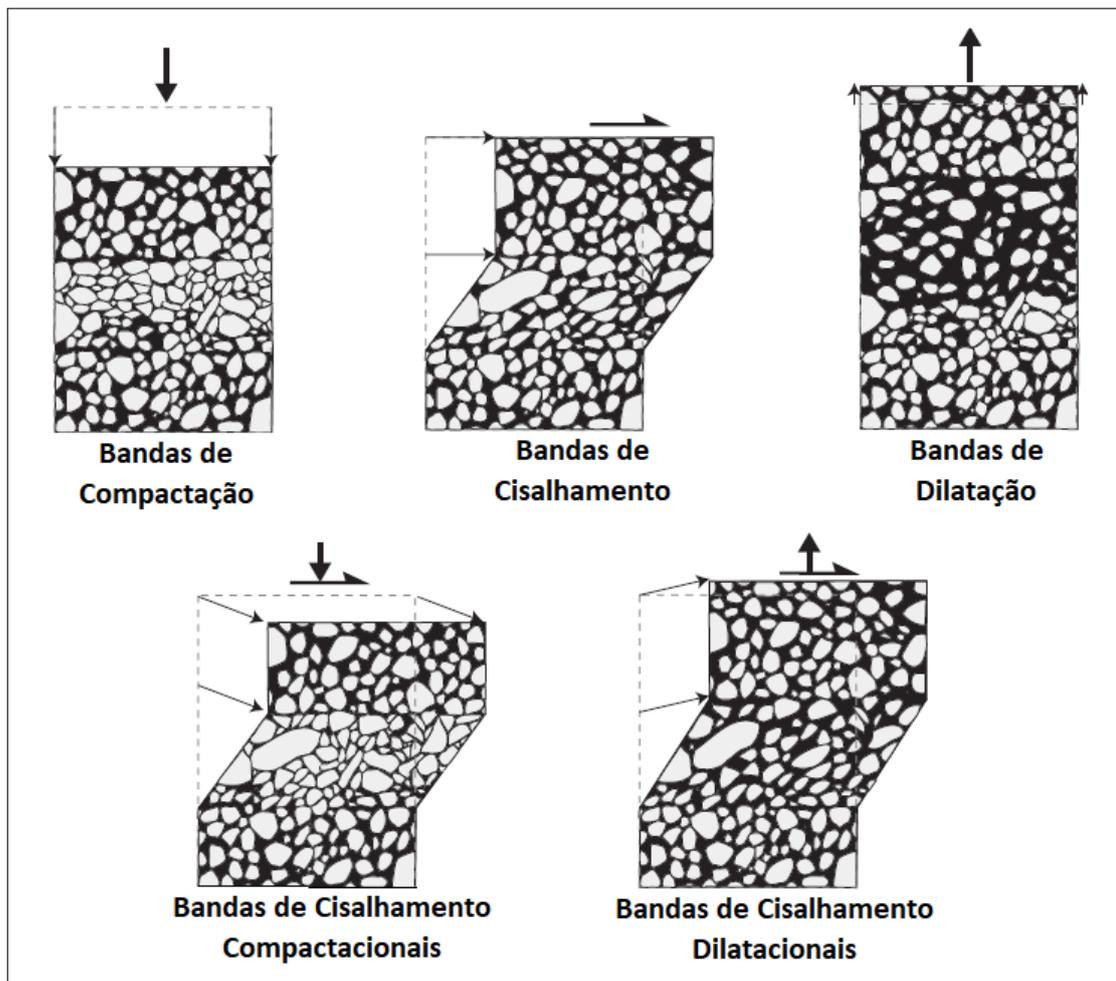
Dimensão da Banda	Dimensão da Aquisição		
	1 - Linha	2 - Área	3 - Volume
0 - Número de Bandas	P10 Número de bandas por unidade de comprimento (1/m)	P20 Número de bandas por unidade de área (1/m ²)	P30 Número de bandas por unidade de área (1/m ³)
1 - Comprimento		P21 Comprimentos das bandas acumulados por unidade de área (1/m)	P31 Comprimentos das bandas acumulados por unidade de volume (1/m ²)
2 - Área		P22 Área das bandas por unidade de área (%)	P22 Área das bandas por unidade de volume (1/m)
3 - Volume			P33 Volume de bandas por unidade de volume (%)

Fonte: Adaptado de Dershowitz e Herda (1992).

Baseado no principal mecanismo de deformação, as bandas podem ainda ser classificadas em bandas de: desagregação, filossilicáticas, cataclásticas, dissolução e cimentação

(KNIPE *et al.*, 1997; GIBSON, 1998; FOSSEN *et al.*, 2007), apresentadas na Figura 5. O mecanismo preferencial de deformação depende das condições iniciais da rocha, tais como mineralogia, tamanho, forma, grau de seleção dos grãos, cimentação, estabilidade química, porosidade e o estado de tensões ao qual está submetida durante o desenvolvimento da banda (AYDIN *et al.*, 2006; FOSSEN *et al.*, 2007).

Figura 4 – Classificação cinemática das bandas de deformação.

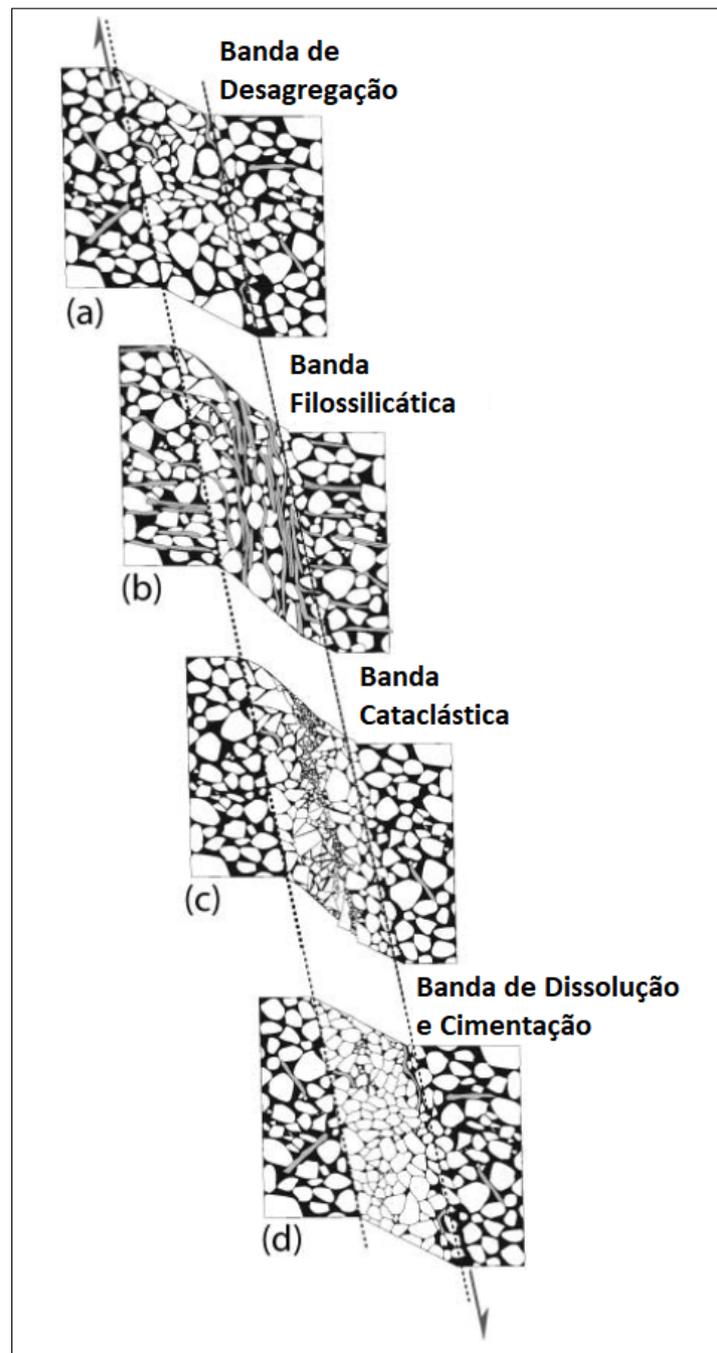


Fonte: Adaptado de Fossen *et al.* (2007).

As bandas de desagregação são formadas a partir da rotação e deslizamento dos grãos, e pela ruptura do cimento que os une, no chamado fluxo granular, onde não ocorre ou pouco se observa fraturamento de grãos. Desse modo, a espessura da banda está diretamente relacionada ao tamanho dos grãos da rocha. Em arenitos de granulometria mais fina, por exemplo, podem ser formadas bandas com 1 milímetro de espessura, enquanto que em rocha de granulometria mais grossa, as bandas são de no mínimo 5 milímetros. Nas bandas filossilicáticas, muitas vezes

consideradas um tipo específico de bandas de desagregação, a rocha possui no mínimo 10 a 15% de minerais filossilicatos, como argilas, em sua composição. Tais minerais laminares são responsáveis pela rotação e deslizamento dos grãos, que tendem a ficar alinhados (KNIPE *et al.*, 1997; FOSSEN *et al.*, 2007).

Figura 5 – Tipos de bandas de deformação de acordo com o mecanismo principal de deformação.



Fonte: Adaptado de Fossen *et al.* (2007).

Quando a rocha é deformada pelo fraturamento significativo dos grãos, as bandas são identificadas como cataclásticas. Nesse caso, o espaço poroso é colapsado por cataclase, onde, sob tensão, a fragmentação ocorre com a aproximação dos grãos entre si, concentrando a tensão nos contatos grão a grão, levando-os à fratura e reduzindo o tamanho dos mesmos (AYDIN, 1978; ANTONELLINI *et al.*, 1994; FOSSEN *et al.*, 2007; HESTHAMMER; FOSSEN, 2001). Por fim, as bandas são classificadas como de cimentação e dissolução caso o principal mecanismo de redução da porosidade seja a cristalização de material mediante percolação de fluidos ou mediante crescimento de minerais diagenéticos nas superfícies recém expostas devido à quebra ou deslizamento dos grãos, como ocorre no fluxo granular e na cataclase (KNIPE *et al.*, 1997; FOSSEN *et al.*, 2007).

Esses tipos de deformação, por endurecimento, são considerados como uma das razões pelas quais o cisalhamento sofrido durante a formação das bandas gera deslocamentos de apenas alguns milímetros a poucos centímetros, que são as medidas observadas em afloramentos com esse tipo de estrutura (AYDIN, 1978; ANTONELLINI *et al.*, 1994). Os rejeitos podem ser maiores, em torno de alguns decímetros, ao considerar zonas de bandas de deformação, formadas por duas ou mais bandas individuais próximas e paralelas ou anastomosadas entre si, onde o valor do deslocamento é computado pela soma dos rejeitos de cada banda individual (AYDIN; JOHNSON, 1978; ANTONELLINI; AYDIN, 1994; PITTMAN, 1981; FOSSEN; HESTHAMMER, 1997).

As zonas de bandas, conhecidas como *clusters*, são provavelmente formadas devido à maior resistência da banda em relação à rocha adjacente, levando à geração de uma nova deformação na rocha menos resistente durante o processo de falha ao invés de aumentar a faixa de deformação na banda já existente (AYDIN; JOHNSON, 1978; LEVEILLE *et al.*, 1997). Salienta-se ainda que as bandas individuais, também chamadas de *singles*, podem possuir continuidade lateral de aproximadamente 100 metros, enquanto que as zonas de bandas de deformação são capazes de alcançar comprimentos de ordem quilométrica, com espessuras centimétricas a decimétricas (AYDIN; JOHNSON, 1978; ZHAO; JOHNSON, 1993; EDWARDS *et al.*, 1993; FOSSEN; HESTHAMMER, 1997; STERNLOF *et al.*, 2006; FOSSEN *et al.*, 2007).

Em suma, a qualidade permoporosa de reservatórios pode ser reduzida ainda que a rocha intacta seja um arenito poroso e permeável devido à permeabilidade efetiva final da região ser alterada pela presença de bandas de deformação (LEVEILLE *et al.*, 1997). Estudos mostram, por exemplo, que a permeabilidade equivalente pode ser afetada pela distribuição

espacial, orientação, espessura e conectividade das bandas, grau de diferença da permeabilidade entre a rocha hospedeira e bandas, direção do fluxo, entre outros fatores (FOSSSEN *et al.*, 2007; FOSSSEN; BALE, 2007; KOLYUKHIN *et al.*, 2010; ROTEVATN *et al.*, 2013). Portanto, a anisotropia introduzida por essas estruturas deve ser levada em consideração no planejamento da exploração de reservatórios de petróleo, durante as fases de modelagem geológica e de simulação do fluxo de fluidos, a fim de prever os padrões de escoamento de modo mais realista. Afinal, a possível atuação das bandas de deformação como barreiras ao fluxo pode resultar em compartimentação de reservatórios, que, em casos mais extremos, pode impactar negativamente as taxas de produção esperadas e até reduzir o fator de recuperação de reservatórios (MATTHAI *et al.*, 1998; FISHER; KNIPE, 2001; JOLLEY *et al.*, 2010).

2.3 BACIA RIO DO PEIXE

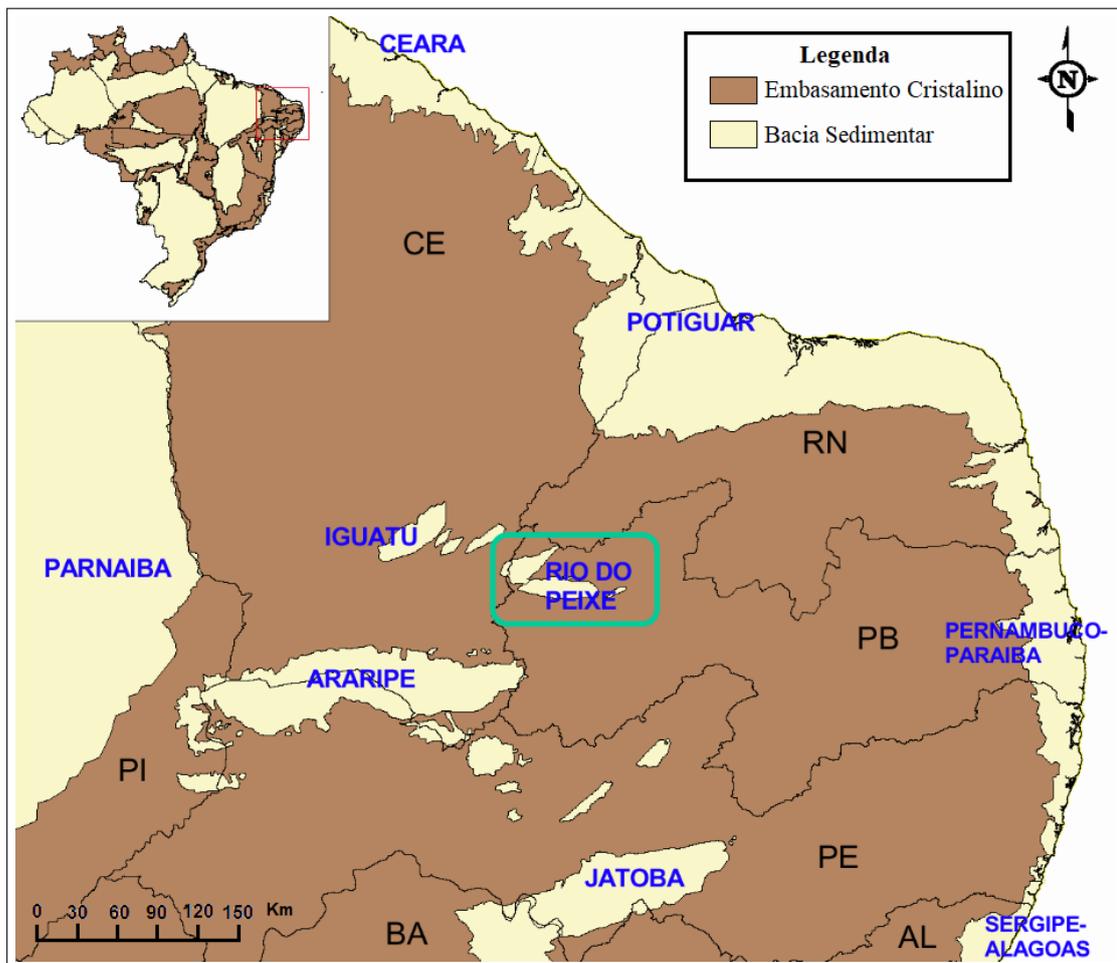
A Bacia Rio do Peixe (BRP) é uma das bacias sedimentares intracontinentais de pequeno porte resultantes do processo de rifte e abertura do Oceano Atlântico iniciado no período Cretáceo, que separou os continentes africano e sul-americano (MATOS, 1992; CASTRO *et al.*, 2007; NOGUEIRA *et al.*, 2015). Localizada na região Nordeste do Brasil, ela possui extensão total de aproximadamente 1400 km², situado quase totalmente à noroeste do estado da Paraíba como mostrado na Figura 6 (LIMA; COELHO, 1987).

Essa bacia já apresentou indícios, considerados relevantes, da presença de petróleo, com a exsudação de óleo de boa qualidade em uma de suas sub-bacias (FILHO *et al.*, 2006). Levando isso e os aspectos geológicos em consideração, a BRP foi apontada como um possível sistema petrolífero e ofertada, pela Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) na 9ª Rodada de Licitação, como blocos exploratórios, a fim de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente (FONTES, 2020). Blocos distintos da bacia foram arrematados e explorados pelas empresas Petrobras e UTC Engenharia, que foram responsáveis por perfurar de 5 poços na Bacia Rio do Peixe. Alguns desses poços revelaram indícios de óleo e de gás, todavia nenhum poço apresentou viabilidade econômica de produção de petróleo na bacia (GESTEIRA, 2011; BRASIL, 2007; SOUZA, 2016).

A Bacia Rio do Peixe é composta por três sub-bacias distintas: Sub-bacia Brejo das Freiras (SBBF), Sub-bacia Sousa (SBS) e Sub-bacia Pombal (SBP) (LIMA; COELHO, 1987). Elas são classificadas como *half-grabens* assimétricos, separadas por altos no embasamento granítico, e delimitadas por zonas de falhas principais formadas a partir da reativação de zonas

de cisalhamento dúctil no embasamento Pré-Cambriano, que conectam as sub-bacias. Conforme mostra a Figura 2, a falha de Portalegre marca o limite sudeste da Sub-bacia Brejo das Freiras e a Falha Malta marca o limite sul da Sub-bacia Sousa, bem como o limite sudeste da Sub-bacia Pombal (SENANT; POPOFF, 1991; FRANCOLIN *et al.*, 1994; CASTRO *et al.*, 2007; NOGUEIRA *et al.*, 2015; ARAUJO *et al.*, 2018).

Figura 6 – Localização da Bacia do Rio do Peixe.



Fonte: Adaptado de Fontes (2020).

A BRP possui, em média, cerca de 1500 m a 2000 m de espessura sedimentar, sendo a Sub-bacia Brejo das Freiras a mais profunda chegando a ter 2400 m de espessura. Os sedimentos dessa bacia são de origem continental, depositados sob condições climáticas quentes em ambientes fluviais, lacustrinos ou aluviais (LIMA; COELHO, 1987; SENANT; POPOFF, 1991; FRANCOLIN *et al.*, 1994; CASTRO *et al.*, 2007). Os depósitos sedimentares da bacia podem ser divididos em três unidades estratigráficas bem definidas. Assim, da base para o topo,

foram nomeadas três formações: Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas, indicadas na Figura 2 (ALBUQUERQUE, 1970 apud CASTRO *et al.*, 2007).

A Formação Antenor Navarro, que possui menos de 1000 m de espessura, está sobreposta ao embasamento cristalino e a maior parte de seus afloramentos encontram-se nas Sub-bacias Brejo das Freiras e Sousa. Essa formação é composta, basicamente, por sedimentos areníticos grossos mal selecionados na base, passando para arenitos finos intercalados com argilitos no topo, depositados em um ambiente fluvial (LIMA; COELHO, 1987; SENANT; POPOFF, 1991; FRANCOLIN *et al.*, 1994).

A Formação Sousa é a unidade estratigráfica intermediária, com cerca de 1000 m de espessura, que está depositada sobre a Formação Antenor Navarro. Seus sedimentos consistem em argilitos e folhelhos, em sua maior parte, e com raros arenitos finos a grossos. As fácies sedimentares indicam que a deposição ocorreu em ambiente lacustrino estável e sob planícies de inundação influenciado por sistema fluvial (LIMA; COELHO, 1987; SENANT; POPOFF, 1991; FRANCOLIN *et al.*, 1994; CASTRO *et al.*, 2007; NOGUEIRA *et al.*, 2015). Os afloramentos dessa formação ocupam cerca de dois terços da área total da BRP, podendo ser encontrados nas três sub-bacias (FILHO *et al.*, 2006).

Por fim, a Formação Rio Piranhas, cuja espessura sedimentar atinge cerca de 200 a 400 m, é última formação depositada, sendo sobreposta a anterior. Ela possui afloramentos localizados apenas no sudeste da Sub-bacia Sousa, próximo à Falha Malta. Trata-se de uma formação gerada em ambiente aluvial, sendo composta por arenitos grossos a conglomeráticos, intercalados por argilitos arenosos (SENANT; POPOFF, 1991; FRANCOLIN *et al.*, 1994; CASTRO *et al.*, 2007).

Senant e Popoff (1991), bem como Francolin *et al.* (1994), mostraram que as estruturas mais comuns, presentes em todas essas sub-bacias, são as estruturas de deformação frágil, *clusters* e *singles*, que se formaram durante a fase rift (ARAÚJO *et al.*, 2018). Elas aparecem em arenitos grossos a finos nas zonas de danos das falhas, podendo ser estudadas nos afloramentos da bacia (e.g. Araujo *et al.* (2018), Nicchio *et al.* (2017), Pontes *et al.* (2019)).

2.4 MODELAGEM NUMÉRICA DE ESCOAMENTO EM BANDAS DE DEFORMAÇÃO

A inclusão de estruturas presentes em zonas de dano compondo a zona de falha é um desafio para a modelagem numérica. No geral, os simuladores comerciais permitem a introdução das características sedimentológicas das formações de reservatórios ou aquíferos em

seus modelos, porém as características estruturais não são, por muitas vezes, englobadas nas simulações hidráulicas (TVERANGER *et al.*, 2004; ROTEVATN *et al.*, 2009). Em modelos que abrangem a região circundante às falhas, a modificação de propriedades petrofísicas devido à presença de bandas de deformação, por exemplo, é geralmente desprezada, atribuindo-se valores de permeabilidade e porosidade semelhantes aos de rochas sem estruturas deformacionais (QU *et al.*, 2017).

Bandas de deformação, em especial, são estruturas mais difíceis de incorporar nas modelagens em virtude de suas pequenas dimensões (milimétricas à centimétricas) em relação à escala de reservatório (quilométrica). A representação explícita de bandas nas simulações pode gerar custo computacional proibitivamente caro, pois é necessário adaptar as malhas para discretizar domínios em escala subcentimétrica e, portanto, fazer uso de malhas super refinadas, que resultarão em simulações com tempos de execução extremamente longos (ROTEVATN *et al.*, 2009; QU; TVERANGER, 2016; ZULUAGA *et al.*, 2016). Assim, alguns trabalhos na literatura dedicam-se a estudar os efeitos das bandas no escoamento de fluidos e contornar o problema de sua discretização.

Rotevatn *et al.* (2016) e Awdal *et al.* (2020), por exemplo, investigaram a influência da permeabilidade e da geometria interna de bandas de deformação no fluxo em domínios de pequena escala. Para isso, eles modelaram, respectivamente, uma área 1 m x 1 m da superfície do solo e pequenas amostras de rochas de afloramentos distintos com arranjos de bandas. Esses problemas foram discretizados utilizando malhas refinadas na escala das bandas de deformação, explicitando-as e permitindo empregar valores de permeabilidades de banda mensurados. Depois, eles estenderam a malha para a escala de reservatório, preservando as relações entre as dimensões de banda e rocha hospedeira, possibilitando a locação de poços e realização das simulações de escoamento em *softwares* comerciais. Os resultados desse tipo de modelagem viabilizam o entendimento do comportamento do fluxo na escala de bandas e as conclusões tomadas podem ser extrapoladas, com devido cuidado, para compreender o efeito das bandas de deformação em modelos com escala de reservatório.

Outros trabalhos incluem o efeito das propriedades petrofísicas de bandas de deformação por meio de cálculo analítico. Um exemplo disso é o trabalho de Rotevatn *et al.* (2009), no qual examinaram um afloramento, análogo à reservatórios clásticos, onde ocorre um sistema de falhas e seu entorno possui rede numerosa de bandas. As bandas foram mapeadas e incluídas em modelos de simulação de escoamento em reservatório relativamente pequeno, com 1080

m x 680 m x 50 m de dimensão, e comparadas a modelos sem a inclusão de bandas, obtendo resultados distintos. A introdução de bandas foi feita empregando os valores de permeabilidade equivalente nas direções x e y, computados analiticamente para cada elemento de malha por meio das médias harmônicas da permeabilidade do meio, a partir da permeabilidade e da frequência de bandas de deformação, com suas espessuras acumuladas. Os próprios autores salientam que os resultados obtidos deviam ser considerados com ponderação, pois, para eles, a não representação das bandas de forma explícita é considerado uma limitação do estudo. Esse modo de determinar a permeabilidade equivalente do elemento também foi utilizada por Fachri *et al.* (2013a), Fachri *et al.* (2013b) e Qu e Tveranger (2016), mas a modelagem foi feita empregando a metodologia de *fault facies*.

Em modelos de reservatório que usam a abordagem de *fault facies*, grupos de rocha com aspectos semelhantes oriundos de processos de deformação, como quaisquer estruturas presentes em zonas de falhas, são consideradas como volumes de rocha que devem ser explicitados para capturar a anisotropia petrofísica e geométrica imposta. Para isso, aumenta-se o grau de detalhamento de forma local, o que torna as simulações factíveis, apesar de implicar em aumento de custo computacional. As estruturas volumétricas são classificadas em um número finito de fácies, onde pode-se atribuir características litológicas e estruturais diferentes. A região com fácies é modelada separadamente da região livre de entidades deformacionais. Logo, a parte da malha que irá representar as fácies é extraída do modelo global grosseiro e depois refinada, sendo os valores das propriedades petrofísicas das fácies então atribuídos. Em seguida, essa malha com maior nível de refinamento é incorporada ao modelo global para execução das simulações (TVERANGER *et al.*, 2004; SYVERSVEEN *et al.*, 2006; SOLENG *et al.*, 2007).

Fachri *et al.* (2013a) e Fachri *et al.* (2013b), em particular, aumentaram o nível de detalhamento de seus modelos de simulação de fluxo e a precisão de seus resultados, refinando a malha responsável por discretizar as bandas de deformação em elementos de 25 cm x 25 cm x 25 cm de dimensão. Esse grau de refinamento permitiu melhorar a representação das bandas ao aumentar o nível de detalhe quanto à frequência delas e suas orientações, em relação às direções x e y, no intuito de melhor incluir o efeito do arranjo das bandas de deformação no fluxo. Dessa forma, os resultados dos cálculos analíticos das permeabilidades equivalentes, determinadas por meio de média aritmética e média harmônica e atribuídos a cada elemento, se tornaram mais acurados. Dado que o maior refino aumenta expressivamente o custo computacional em termos de unidade de processamento, que é proibitivo em casos extremos, foi necessário realizar

upscaling antes de executar as simulações de escoamento.

O *upscaling* consiste em determinar propriedades equivalentes, tais como permeabilidade e porosidade, para empregá-las em malhas grosseiras tal que reproduza as taxas de fluxo de um modelo detalhado em malha fina. Assim, idealmente, para o mesmo modelo, os resultados obtidos com a simulação numérica de uma malha grosseira devem reproduzir resultados suficientemente próximos àqueles obtidos em malha fina (LIGERO *et al.*, 2001; AHMADOV *et al.*, 2007). Nos trabalhos citados anteriormente, o *upscaling* foi feito para determinar permeabilidades efetivas por meio da divisão da malha refinada em domínios auxiliares de dimensões iguais aos elementos das malhas grosseiras, onde essas permeabilidades foram empregadas. Desse modo, resolveu-se numericamente as equações que governam o problema de fluxo para uma determinada condição de contorno em cada sub-domínio. O fluxo total que atravessa o meio foi computado e utilizado na equação da Lei de Darcy para obter as permeabilidades efetivas.

Ainda assim, o cálculo analítico para determinar permeabilidades equivalentes pode fornecer resultados não realistas para arranjos mais complexos de bandas de deformação (KOLYUKHIN *et al.*, 2010). Como exemplificado adiante, isso pode ser evitado ao empregar a simulação numérica considerando uma malha refinada de acordo com a espessura das bandas de deformação, em modelos de alta fidelidade, e depois realizar *upscaling*, permitindo utilizar valores de permeabilidades de banda pré-estabelecidos ou medidos em campo. Outro modo é aplicar técnicas para incluir as bandas de deformação nas malhas de forma implícita.

Qu *et al.* (2017) refinaram a região com bandas de deformação de pequenos modelos sintéticos de reservatório, com 1000 m x 1600 m x 200 m de tamanho, para dimensões de 1 cm x 3 cm x 3 cm. Com as bandas explicitadas na malha, foi possível aplicar valores de permeabilidades de banda encontrados na literatura diretamente nos seus elementos, e depois realizar *upscaling* para executar as simulações de escoamento.

Sternlof *et al.* (2006) e Zuluaga *et al.* (2016), por sua vez, aplicaram a técnica de Diferenças Finitas via Volume de Controle com Aproximação de Fluxo por Dois Pontos (TPFA) em simulações hidráulicas de afloramentos areníticos distintos, com complexas redes de banda de deformação, representados por modelos bidimensionais de 150000 m² e tridimensionais 16 km x 25 km x 200 m, respectivamente. Apesar da abordagem utilizada por eles ter sido desenvolvida por Karimi-Fard *et al.* (2003) para modelar fluxo em meios porosos fraturados, a técnica provou ser capaz de lidar com estruturas de menor permeabilidade que o meio. As bandas são tratadas com um objeto de uma dimensão a menos em relação à malha global, fazendo

com que os elementos que discretizam as bandas coincidam com as interfaces dos elementos da matriz. Como essa técnica é relativamente exigente computacionalmente, também se fez necessário aplicar *upscaling* em domínios auxiliares para executar as simulações de fluxo.

Outras técnicas inicialmente empregadas para discretizar fraturas possuem potencial de serem utilizadas para resolver o problema hidráulico em domínios com bandas de deformação. A metodologia de Elementos Finitos Enriquecidos (XFEM), por exemplo, foi adaptada por Khoei *et al.* (2012) para modelar descontinuidades impermeáveis em meios porosos saturados, obtendo bons resultados em comparação aos modelos que utilizaram o Método dos Elementos Finitos convencional. Na técnica XFEM, os elementos finitos são enriquecidos localmente, aumentando os graus de liberdade, por meio de funções baseadas nas soluções analíticas ou assintóticas do problema termo-hidromecânico.

Beserra *et al.* (2014) mostrou que o Método de Elementos Finitos via técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF), proposto por Manzoli e Shing (2006), pode resolver o problema hidráulico de heterogeneidades com características selantes, como é o caso de bandas de deformação de baixa permeabilidade. Essa abordagem, utilizada neste trabalho, incorpora o efeito de bandas estreitas, mais impermeáveis que o meio, de forma implícita a partir do cálculo de um tensor de permeabilidade efetiva para os elementos atravessados por banda. Entre as vantagens de sua aplicação, têm-se que a técnica ACDF dispensa utilização de malhas extremamente refinadas e simplifica a discretização do domínio, dado que as bandas estreitas são embebidas (incorporadas) à malha, podendo cruzar os elementos do meio contínuo arbitrariamente. Isso diminui substancialmente os custos computacionais de adicionar as bandas de deformação na simulação de escoamento de reservatório com tais estruturas.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Neste capítulo serão apresentadas, de forma breve, as equações que governam o fluxo em meios porosos, juntamente com a técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes Incorporadas. A técnica utilizada nesse trabalho foi implementada por Beserra (2015) no código in-house de elementos finitos *CODE_BRIGHT - COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport* (OLIVELLA *et al.*, 1996; GUIMARÃES *et al.*, 2007). Tal programa é capaz de resolver problemas mecânicos, hidráulicos, térmicos e químicos, de forma acoplada ou não, em meios porosos saturados. Por fim, é mostrado como calcular a permeabilidade equivalente do meio.

3.1 FLUXO MONOFÁSICO EM MEIOS POROSOS

As equações básicas que governam o problema de fluxo de fluido em meio poroso são dadas pela equação da continuidade, conhecida também por equação da conservação de massa, e pela equação da Lei de Darcy (PEACEMAN, 1977; BEAR, 1988).

Para um meio rígido e saturado por uma única fase, ou seja, com escoamento monofásico, a equação da continuidade é definida como:

$$\phi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla(\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (3.1)$$

onde ϕ é porosidade do meio, ρ_f é a densidade do fluido, t é tempo, ∇ é o operador gradiente e \mathbf{q} é o fluxo de Darcy.

A Lei de Darcy é a lei fundamental do movimento fluido em meios porosos, relacionando a velocidade aparente do fluido com o gradiente de pressão (AZIZ; SETTARI, 1979; AHMED, 2000; CHEN *et al.*, 2006). Bear (1988) mostra que a generalização formal dessa lei, em termos diferenciais, pode ser escrita, para escoamento monofásico, do seguinte modo:

$$\mathbf{q} = -\frac{\mathbf{K}}{\mu}(\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \quad (3.2)$$

onde μ é a viscosidade do fluido, \mathbf{K} é o tensor de permeabilidade intrínseca da rocha, ∇p é o gradiente da pressão de fluido e \mathbf{g} é o vetor de gravidade $[0 \ 0 \ -g]^T$.

Caso o fluido seja compressível, a sua densidade é dependente da pressão (AMYX

et al., 1960), relacionando-se por meio da equação:

$$\rho_f = \rho_{f_0} e^{\beta(p-p_0)} \quad (3.3)$$

onde ρ_{f_0} é a densidade de referência, β é a compressibilidade do fluido, p é a pressão e p_0 é a pressão de referência.

A equação geral que descreve o escoamento monofásico em meio poroso é obtida substituindo a Lei de Darcy na equação da continuidade.

3.2 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FORTES INCORPORADAS

Bandas de deformação podem ser representadas como uma descontinuidade do campo de pressão em um reservatório, visto que a sua baixa permeabilidade, em relação à rocha hospedeira, é capaz de provocar a compartimentação de reservatório. Para lidar com esse tipo de salto da pressão na região da descontinuidade, foi utilizado, neste trabalho, a técnica formulada por Beserra (2015), que adaptou a abordagem de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes, apresentada por Manzoli e Shing (2006), para o problema de fluxo em meios porosos.

Beserra (2015) propôs duas formulações para resolver o problema hidráulico em meios com descontinuidades. A primeira diz respeito à descontinuidade com permeabilidade menor que o meio, comportando-se como barreira. Na segunda formulação, a descontinuidade é mais permeável e, portanto, se comporta como um caminho preferencial ao fluxo. Posto isto, nesta seção será descrita a primeira formulação por ser esta a utilizada neste trabalho.

3.2.1 Decomposição do Campo de Pressão

No trabalho de Beserra (2015), a descontinuidade no campo de pressões parte da introdução de uma banda estreita S_e , de espessura h , no interior dos elementos finitos, de domínio Ω_e , onde a permeabilidade da banda k_s é inferior à permeabilidade do domínio k_Ω . A Figura 7 mostra a banda cruzando um elemento finito triangular, de comprimento característico l_e , dividindo o elemento em duas partes, Ω_e^- e Ω_e^+ , que isolam o nó 1 dos nós 2 e 3.

Dessa forma, o campo de pressão pode ser decomposto em duas componentes: uma relacionada ao meio contínuo p_Ω e uma relacionada ao salto de pressão devido à descontinuidade

p_s . A equação que define a decomposição do campo de pressão descontínuo é expressada por:

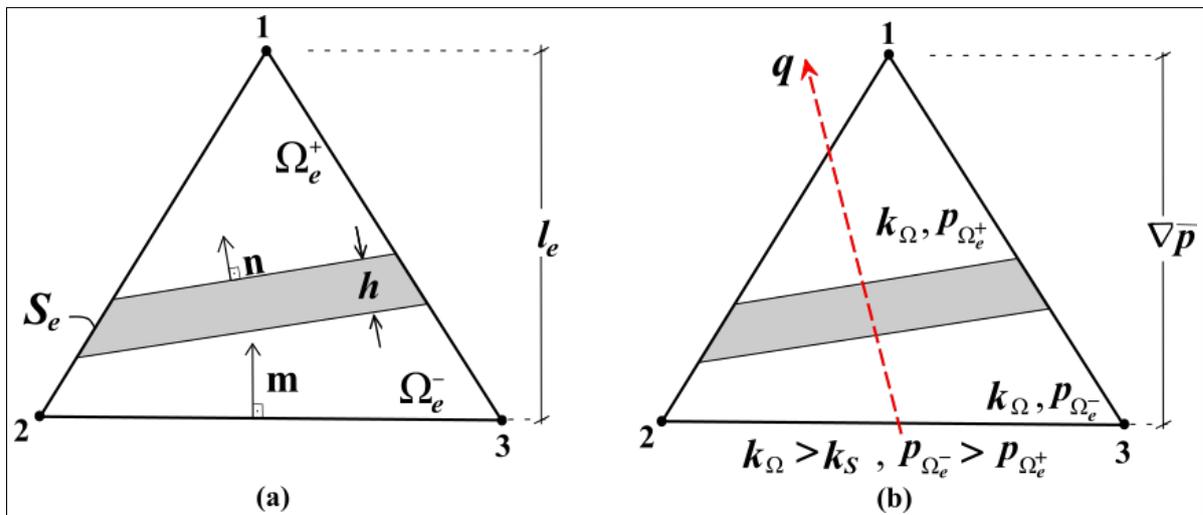
$$p = \underbrace{\bar{p} - \varphi_S[[p]]}_{p_\Omega} + \underbrace{H_S[[p]]}_{p_S} \quad (3.4)$$

onde \bar{p} é a pressão média no elemento, calculada pela interpolação dos valores de pressão em cada um dos nós do elemento, $[[p]]$ é o salto no campo de pressões, φ_S e H_S são, respectivamente, uma função contínua e a função descontínua *Heaviside*. Tais funções são dadas por:

$$\varphi_S = \begin{cases} 1, & \text{nós isolados pela descontinuidade} \\ 0, & \text{demais nós do elemento} \end{cases} \quad (3.5)$$

$$H_S = \begin{cases} 1, & \text{em } \Omega_e^+ \\ 0, & \text{em } \Omega_e^- \end{cases} \quad (3.6)$$

Figura 7 – (a) e (b): Elemento triangular finito atravessado por uma banda estreita.



Fonte: Adaptado de Beserra (2015).

A Equação (3.4) é mostrada, graficamente, pela Figura 8, onde é exemplificado o comportamento do campo de pressões dentro de um elemento com uma descontinuidade incorporada.

3.2.2 Gradiente de Pressão

Beserra (2015) mostra que, ao considerar o salto de pressão constante dentro de cada elemento embebido e, assim, $\nabla[[p]] = 0$, o gradiente da pressão pode ser descrito, a partir da

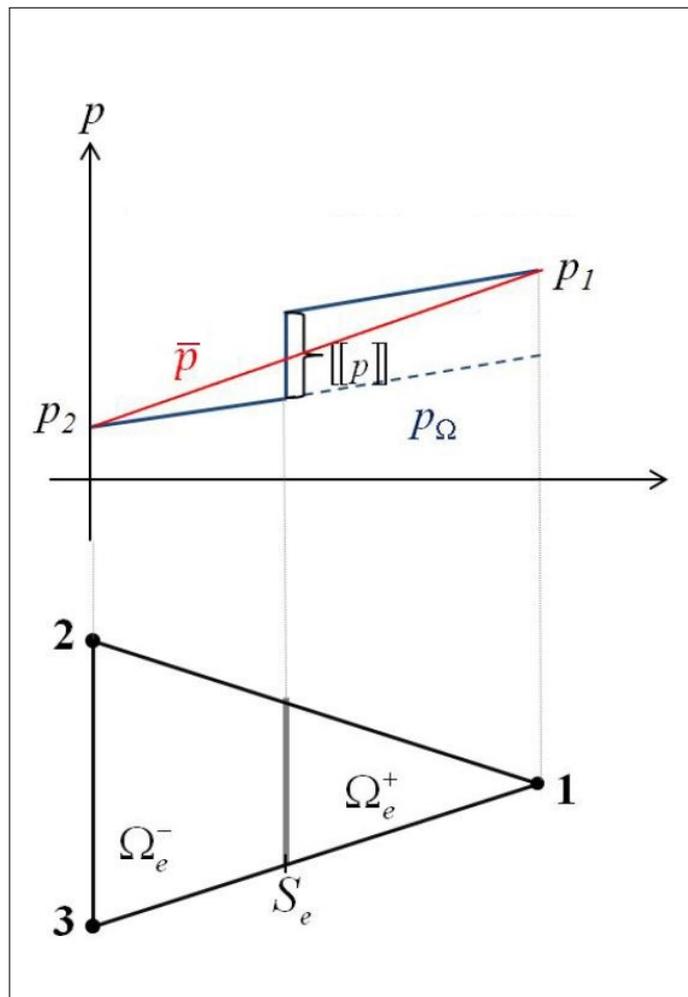
Equação (3.4), como:

$$\begin{aligned}\nabla p &= \nabla \bar{p} - \nabla \varphi_S[[p]] + \nabla(H_S[[p]]) \\ \nabla p &= \nabla \bar{p} - \nabla \varphi_S[[p]] + \delta_S \mathbf{n}[[p]]\end{aligned}\quad (3.7)$$

onde \mathbf{n} é o vetor normal à banda e δ_S representa a distribuição delta de *Dirac*, regularizada em S_e , originado pelo cálculo do gradiente da função *Heaviside*. A distribuição de *Dirac* pode ser substituída pela aproximação:

$$\delta_S(x) \approx \begin{cases} \frac{1}{h}, & \text{se } x \in S_e \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.8)$$

Figura 8 – Campo de pressões no elemento.



Fonte: Adaptado de Beserra (2015).

Desse modo, quando a espessura da banda h tende a zero, o termo $1/h$ tenderá ao infinito e essa aproximação se transforma na distribuição delta de *Dirac*.

É possível, então, avaliar o gradiente do campo de pressão, separadamente, de acordo com a região. Na parte contínua, pela Equação (3.8), $\delta_s = 0$, o gradiente do campo de pressão é dado por:

$$\nabla p|_{\Omega} = \nabla \bar{p} - \nabla \varphi_S[[p]] \quad (3.9)$$

Na parte descontínua, $\delta_s = 1/h$, o gradiente do campo de pressão é expresso por:

$$\nabla p|_{\Omega} = \nabla \bar{p} - \nabla \varphi_S[[p]] + \frac{1}{h} \mathbf{n}[[p]] \quad (3.10)$$

Como mencionado anteriormente, \mathbf{n} é um vetor unitário normal à S_e na direção de Ω_e^+ . Considerando \mathbf{m} , um vetor unitário normal à base do elemento na direção do nó isolado, como mostra a Figura 7(a), pode-se montar as matrizes \mathbf{N}_n e \mathbf{M} que coletam as componentes dos vetores \mathbf{n} e \mathbf{m} da seguinte forma:

$$\mathbf{N}_n = \begin{bmatrix} n_x & 0 \\ 0 & n_y \\ n_y & n_x \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} m_x & 0 \\ 0 & m_y \\ m_y & m_x \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Para o elemento de três nós com funções de forma lineares, a função contínua φ_S pode ser substituída pela função de forma N_1 do nó isolado, que cumpre as definições da Equação (3.5). Portanto, o gradiente da função de forma é definido como:

$$\nabla N_1 = \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \quad (3.13)$$

onde l_e é o tamanho característico do elemento do nó isolado até o lado oposto.

Posto isto, a partir das Equações (3.9) e (3.10), reescrevem-se os gradientes do campo de pressão, na forma matricial. A parte contínua é, então, dada por:

$$\nabla p|_{\Omega} = \nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] \quad (3.14)$$

E a parte descontínua por sua vez:

$$\nabla p|_{\Omega} = \nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[p]] \quad (3.15)$$

3.2.3 Continuidade do Fluxo de Darcy

Beserra (2015) faz o acoplamento entre a parte contínua e a parte descontínua a partir da condição de continuidade do fluxo de Darcy na interface da descontinuidade ao assumir que a descontinuidade não acumula fluido durante o escoamento. Assim, define-se a seguinte expressão:

$$\mathbf{N}_n^T (\mathbf{q}_{\Omega} - \mathbf{q}_S) = 0 \quad (3.16)$$

Com base na Equação (3.2), o fluxo no meio contínuo e no meio descontínuo pode ser descrito, nesta ordem, pelas expressões:

$$\mathbf{q}_{\Omega} = -\mathbf{K}_{\Omega} \nabla p|_{\Omega} = -\mathbf{K}_{\Omega} \left[\nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] \right] \quad (3.17)$$

$$\mathbf{q}_S = -\mathbf{K}_S \nabla p|_S = -\mathbf{K}_S \left[\nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[p]] \right] \quad (3.18)$$

Substituindo as Equações (3.17) e (3.18) em (3.16), a condição de continuidade será dada por:

$$\mathbf{N}_n^T \left[\left(\mathbf{K}_{\Omega} \left[\nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] \right] \right) - \left(\mathbf{K}_S \left[\nabla \bar{p} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[p]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[p]] \right] \right) \right] = 0 \quad (3.19)$$

Realizando manipulações de modo a resolver a Equação (3.19), é possível explicitar e definir o salto no campo de pressão como:

$$[[p]] = \frac{\mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega}) \nabla \bar{p}}{\mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega}) \frac{1}{l_e} \mathbf{M} - \mathbf{N}_n^T \mathbf{K}_S \frac{1}{h} \mathbf{N}_n} \quad (3.20)$$

Substituindo a Equação (3.20) em (3.17), obtém-se:

$$\begin{aligned} \mathbf{q}_{\Omega} &= -\mathbf{K}_{\Omega} \left[\nabla \bar{p} - \frac{\frac{1}{l_e} \mathbf{M} \mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega}) \nabla \bar{p}}{\mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega}) \frac{1}{l_e} \mathbf{M} - \mathbf{N}_n^T \mathbf{K}_S \frac{1}{h} \mathbf{N}_n} \right] \\ \mathbf{q}_{\Omega} &= -\mathbf{K}_{\Omega} \left[\mathbf{I} - \frac{\frac{1}{l_e} \mathbf{M} \mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega})}{\mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_{\Omega}) \frac{1}{l_e} \mathbf{M} - \mathbf{N}_n^T \mathbf{K}_S \frac{1}{h} \mathbf{N}_n} \right] \nabla \bar{p} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Por fim, o fluxo de Darcy para o meio contínuo pode ser expresso em função de um tensor de permeabilidade efetiva K_{ef} , que introduz na formulação do fluxo o efeito de uma banda estreita, onde $\mathbf{K}_S < \mathbf{K}_\Omega$. Considerando que:

$$\mathbf{q}_\Omega = -\mathbf{K}_{ef} \nabla \bar{p} \quad (3.22)$$

Substituindo a Equação (3.21) em (3.22), após manipulações, é obtido o tensor de permeabilidade efetiva:

$$\mathbf{K}_{ef} = \mathbf{K}_\Omega \left[\mathbf{I} - \frac{\frac{1}{l_e} \mathbf{M} \mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_\Omega)}{\mathbf{N}_n^T (\mathbf{K}_S - \mathbf{K}_\Omega) \frac{1}{l_e} \mathbf{M} - \mathbf{N}_n^T \mathbf{K}_S \frac{1}{h} \mathbf{N}_n} \right] \nabla \bar{p} \quad (3.23)$$

3.3 DETERMINAÇÃO DE PERMEABILIDADE EQUIVALENTE

A permeabilidade, capacidade da rocha em permitir o escoamento de fluidos através de seus poros, é reconhecida como uma propriedade de difícil medição devido à sua variabilidade dentro de uma formação rochosa. Entretanto, o seu conhecimento apropriado é imprescindível para uma modelagem correta (AHMED, 2000).

A partir da equação diferencial de Darcy dada pela Equação (3.2), é possível obter a equação analítica da permeabilidade média, ou permeabilidade equivalente, de um sistema simples de camadas ou blocos de rochas de diferentes permeabilidades (AMYX *et al.*, 1960). Rosa (2006) e Ahamed (2000) mostram que, considerando o fluxo laminar e monofásico, onde não há escoamento cruzado de fluidos ou acúmulo de massa, a permeabilidade absoluta equivalente é dada de acordo com a direção do fluxo e a disposição das camadas.

Para fluxo linear através de leitos paralelos, como mostra a Figura 9(a), a permeabilidade equivalente é dada pela média aritmética:

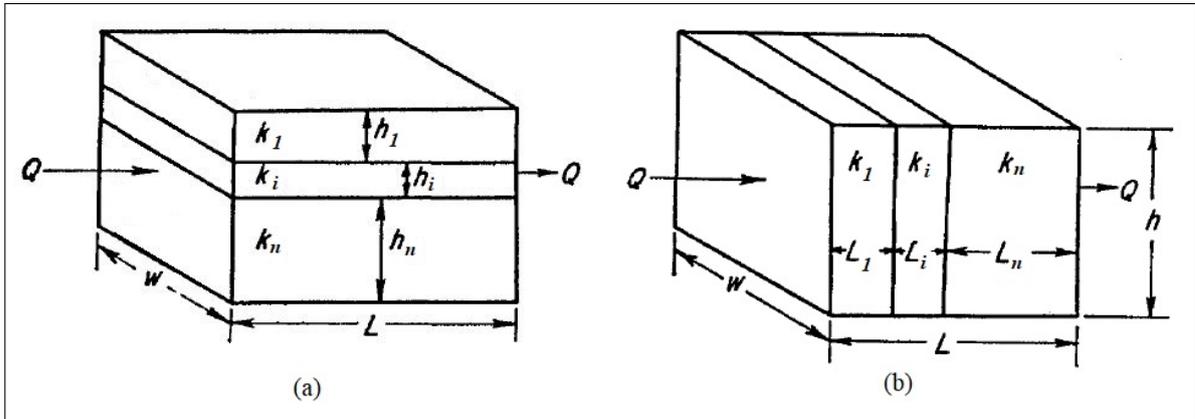
$$K_{eq_{paralelo}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3.24)$$

Para fluxo linear através de leitos em série, exemplificado na Figura 9(b), a permeabilidade equivalente é calculada pela média harmônica:

$$K_{eq_{serie}} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad (3.25)$$

O cálculo da permeabilidade equivalente de forma analítica para casos mais triviais pode ser utilizado para verificar a precisão da aproximação de um método numérico.

Figura 9 – (a) Leitos paralelos com fluxo linear; (b) Leitos em série com fluxo linear.



Fonte: Adaptado de Amyx et al. (1960).

Em casos onde a disposição de bandas é mais complexa, a permeabilidade equivalente pode ser computada utilizando *flow-based upscaling*. Isso pode ser feito impondo, como condição de contorno hidráulica, valores específicos de pressão em lados opostos de um domínio bidimensional, provocando queda de pressão em uma direção. Assim, para cada modelo, a simulação é executada estabelecendo fluxo na direção horizontal e vertical para computar separadamente as permeabilidades equivalentes K_{eqx} e K_{eqy} , respectivamente (DURLOFSKY, 2003; DURLOFSKY, 2005; AHMADOV *et al.*, 2007; ZULUAGA *et al.*, 2016; SILVA *et al.*, 2021). É necessário que, terminada a simulação e esta encontrar-se na fase estacionária, obtenha-se a leitura das vazões nodais Q_n do contorno à jusante da direção do fluxo. Desse modo, é possível medir a vazão total, calculando a soma de tais vazões nodais. Ao definir o valor da vazão total no contorno à jusante, calcula-se a permeabilidade equivalente a partir do rearranjo da Lei de Darcy, empregando a equação:

$$K_{eq} = \frac{\mu \sum Q_n}{\rho_f L_{x/y}} \nabla p \quad (3.26)$$

onde K_{eq} é a permeabilidade equivalente da seção na direção determinada, $L_{x/y}$ é o comprimento da seção perpendicular à direção do fluxo e ∇p é a diferença de pressão aplicada (MELO, 2019).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão descritos os problemas simulados no *software* de elementos finitos CODE_BRIGHT, empregando a abordagem de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes, bem como os resultados obtidos e suas devidas análises. Todos os modelos apresentados foram simulados aplicando escoamento monofásico, de fluido levemente compressível ou incompressível, através de um meio poroso rígido, em domínios bidimensionais.

As simulações realizadas foram divididas em dois grupos: casos de validação e casos de aplicação. Nos casos de validação, os resultados obtidos com o método de descontinuidades fortes são comparados com a solução analítica, com a solução da metodologia convencional do Método dos Elementos Finitos (MEF) e com soluções de diferentes métodos de discretização publicados em Flemisch *et al.* (2018). Já nos casos de aplicação, as simulações executadas por meio da técnica ACDF representam o afloramento Utah, na Bacia Rio do Peixe, permitindo o estudo das bandas de deformação em cenários reais.

4.1 CASOS DE VALIDAÇÃO

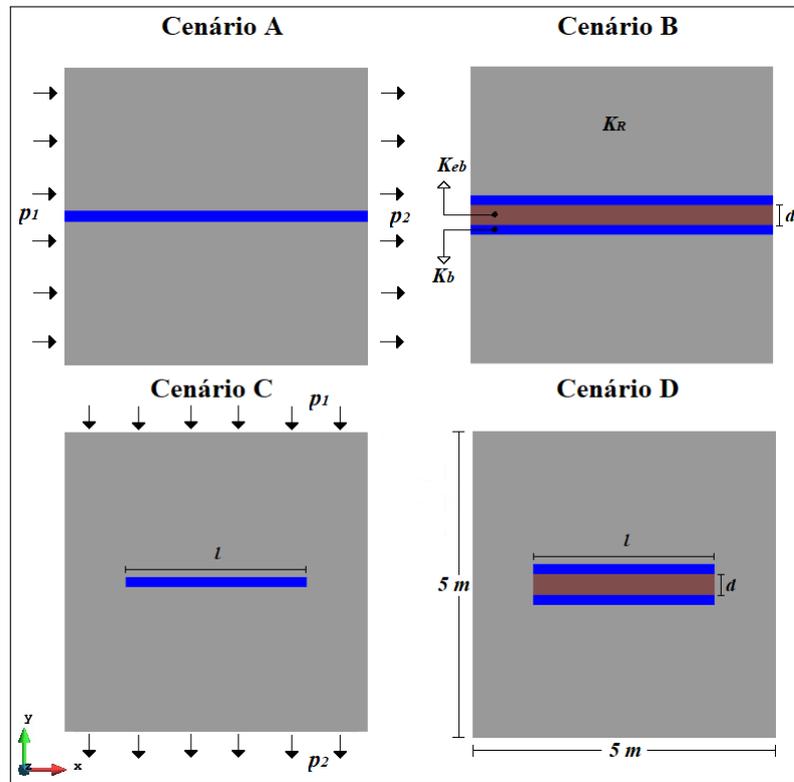
4.1.1 Cenários Sintéticos

Com o propósito de verificar a aplicação da técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes, foram simulados casos sintéticos simples, onde o meio poroso permeável possui uma ou duas bandas estreitas atravessando-o. Os domínios 2D sintéticos foram desenvolvidos considerando uma visão de mapa, com intuito de representar o fluxo que ocorre em torno de bandas de deformação em uma certa profundidade. As geometrias e condições de contorno desses problemas estão apresentadas na Figura 10.

Todos os cenários foram simulados para escoamento, com fluido levemente compressível, na direção horizontal e na direção vertical, seguindo os sentidos mostrados nos casos A e C da Figura 10. Foi aplicada uma diferença de pressão de 0,1 MPa, impondo $p_1 = 55,0$ MPa e $p_2 = 54,9$ MPa. O fluxo atravessa um material contínuo de permeabilidade K_R e bandas de deformação (descontinuidades) de permeabilidade K_b e espessura de $h = 0,1$ m. Nos cenários B e D, existe ainda um segundo material contínuo ocupando o espaço de espessura $d = 0,50$ m entre as bandas de deformação, e com permeabilidade K_{eb} . Nos casos C e D as bandas não possuem continuidade lateral, sendo o comprimento de banda $l = 3$ m. Na Tabela 3, encontram-se

os valores de permeabilidade utilizados nas simulações, que foram obtidos a partir de plugues retirados da área estudada do afloramento de Utah, na Bacia Rio do Peixe.

Figura 10 – Domínio e condições de contorno hidráulicas dos cenários sintéticos.



Fonte: A autora (2021).

Tabela 3 – Permeabilidades aplicadas nos materiais em cada simulação dos cenários sintéticos.

K_b (D)	0,05	0,06	0,17	0,20
K_R (D)		3,00		
K_{eb} (D)		1,25		

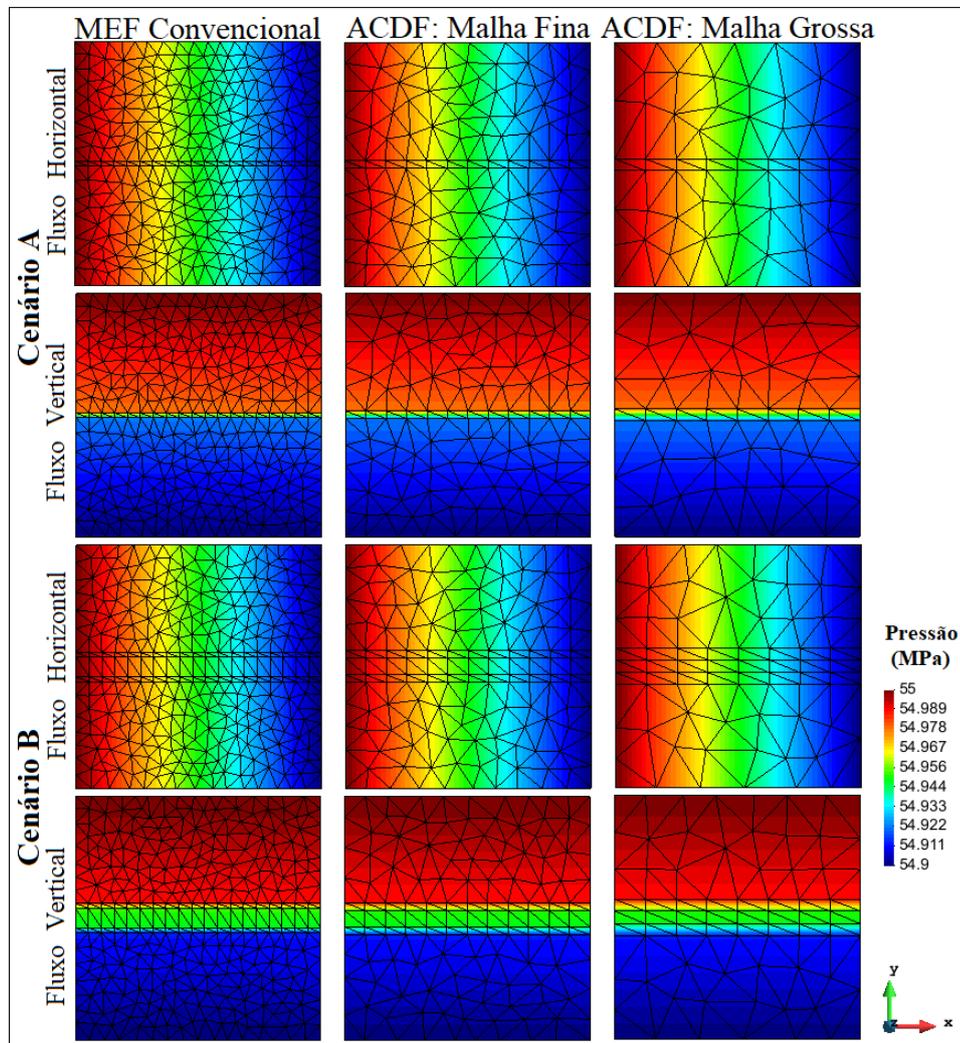
Fonte: A autora (2021).

Foram adotadas malhas não estruturadas com elementos do tipo triângulo linear. Para aplicar a abordagem ACDF, foi realizado um breve estudo de malha, considerando uma malha grossa (68 nós e 108 elementos) e outra mais refinada, com aproximadamente o dobro do refino (135 nós e 228 elementos). Com o intuito de comparar as soluções obtidas via ACDF, foi utilizada também uma malha com maior refinamento (324 nós e 582 elementos) para o emprego do Método de Elementos Finitos convencional, tomando as bandas de deformação como elementos contínuos. Desta forma, a abordagem MEF convencional foi empregada como

solução de referência para avaliação do MEF via ACDF.

De cada cenário, foi selecionado o caso que utiliza permeabilidade $K_b = 0,050$ D para expor os resultados da distribuição do campo de pressão obtidos a partir de cada uma das malhas, após a simulação atingir o regime estacionário. As soluções destes problemas, para as direções de escoamento horizontal e vertical, estão apresentadas nas Figuras 11 e 12, onde as malhas também podem ser visualizadas.

Figura 11 – Distribuição do campo de pressão dos cenários sintéticos A e B com permeabilidade $K_b = 0,050$ D para as direções de fluxo horizontal e vertical, empregando os métodos indicados.

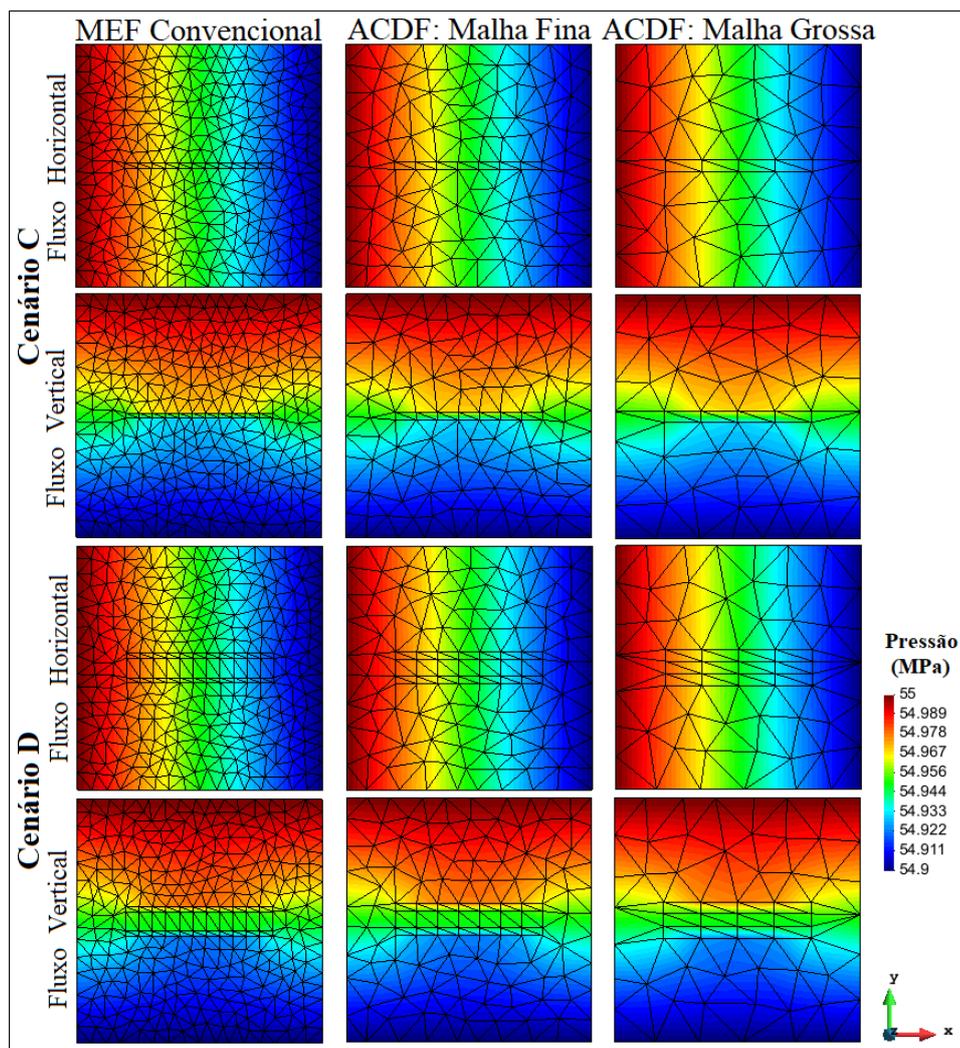


Fonte: A autora (2021).

Analisando as Figuras 11 e 12, é notório que as bandas de deformação pouco influenciaram na distribuição de pressão dos casos apresentados quando o fluxo ocorre paralelamente à

direção das bandas. Para o escoamento na direção vertical, as bandas promovem compartimentação do meio, comportando-se como barreiras ao escoamento. Esse efeito é mais expressivo para os casos A e B em comparação aos casos C e D, por possuírem continuidade lateral ao longo de todo o comprimento horizontal. Devido a isso, nos cenários C e D, a maior parte do fluido que escoa ao longo da parte mais central do domínio é desviado lateralmente, ao atingir as bandas de deformação mais impermeáveis, e avança em direção a ambos espaços sem bandas, próximo aos limites dos domínios, gerando campos de pressão que se comportam conforme o exposto na Figura 12.

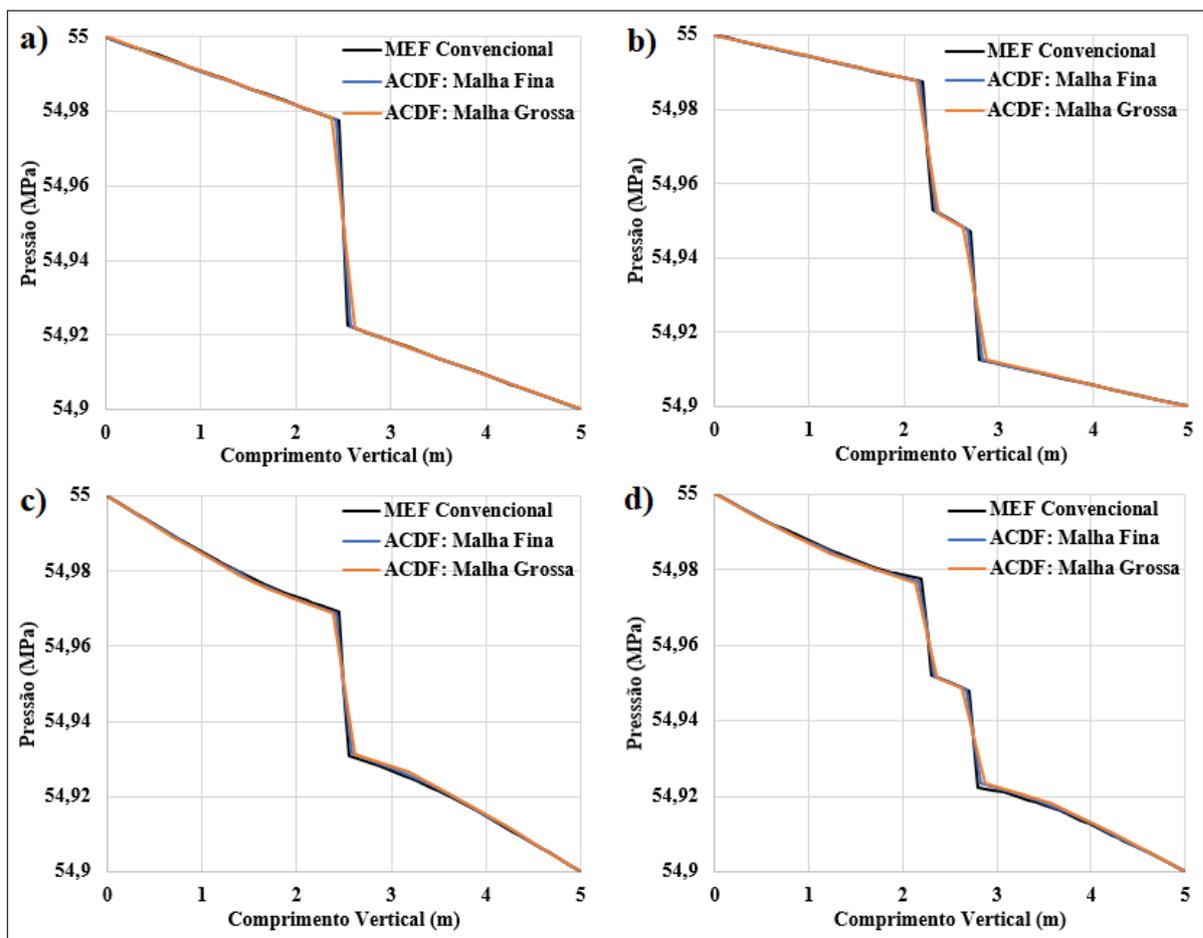
Figura 12 – Distribuição do campo de pressão dos cenários sintéticos C e D com permeabilidade $K_b = 0,050 D$ para as direções de fluxo horizontal e vertical, empregando os métodos indicados.



Fonte: A autora (2021).

Na Figura 13 são mostradas as curvas de pressão dos casos apresentados nas Figuras 11 e 12 para o fluxo vertical, geradas pelas três malhas propostas, sendo elas expressas graficamente ao longo de uma linha vertical que atravessa o centro do domínio, do ponto (2,5 m, 5,0 m) ao ponto (2,5 m, 0,0m). A partir dos gráficos, é possível perceber os saltos que ocorrem no campo de pressão devido à presença das bandas. Observa-se que a queda de pressão acontece de forma mais acentuada para os cenários C e D e seus saltos de pressão são relativamente mais curtos em relação aos observados nos casos A e B. Isto ocorre devido a não continuidade lateral das bandas dos cenários C e D diminuir a efetividade delas em impedir a passagem do fluxo, que tende a contorná-las.

Figura 13 – Curvas da distribuição de pressão ao longo do comprimento vertical das simulações para os casos em que $K_b = 0,050 D$ na direção vertical de fluxo: a) Cenário A; b) Cenário B; c) Cenário C; d) Cenário D.



Fonte: A autora (2021).

É válido ressaltar que os resultados mostram que a abordagem ACDF foi capaz de

capturar a descontinuidade da distribuição de pressão adequadamente. As curvas da Figura 13 revelam que não há grandes diferenças entre os resultados obtidos por meio do MEF convencional e da técnica ACDF, mesmo utilizando uma malha de menor resolução. Além disso, a solução ACDF é obtida com custo computacional mais baixo, como expõe a Tabela 4, onde pode ser verificado o tempo total de CPU gasto na simulação dos modelos A e B para o caso de fluxo vertical e permeabilidade de bandas de 0,050 Darcy. Essa Tabela mostra que a técnica de descontinuidades fortes pode ser executada em malhas menos densas que as exigidas pelo MEF convencional, obtendo boas soluções e diminuindo consideravelmente o tempo de simulação.

Tabela 4 – Tamanho da malha e tempo de CPU das diferentes simulações de fluxo vertical executadas para os cenários A e B, no caso de $K_b = 0,050$ D.

		MEF	ACDF	ACDF
		Convencional	Malha Fina	Malha Grossa
Cenário A	Nós	320	135	63
	Elementos	573	228	98
	Tempo de CPU	27,152 s	13,748 s	6,888 s
Cenário B	Nós	337	147	80
	Elementos	606	251	128
	Tempo de CPU	23,288 s	12,560 s	7,908 s

Fonte: A autora (2021).

Por meio das Equações (3.24) e (3.25), foi possível obter, analiticamente, as permeabilidades equivalentes dos cenários para fluxo nas direções horizontal (K_{eqx}) e vertical (K_{eqy}), respectivamente. Esse cálculo foi feito apenas para os cenários mais simples, A e B, pois, segundo Kolyukhin *et al.* (2010), a solução analítica pode gerar erros significativos na estimativa da permeabilidade à medida que a complexidade do modelo aumenta, fornecendo resultados pouco realistas.

Assim, para os cenários mais simples A e B, os resultados de permeabilidade equivalente obtidos a partir de simulações numéricas, calculados por meio da Equação (3.26), são apresentados juntamente aos resultados da solução analítica na Tabela 5.

Nas simulações em que o fluxo ocorre paralelamente às bandas de deformação, os valores de K_{eqx} determinados a partir da solução analítica e da solução do MEF convencional, exibidos na Tabela 5, mostram que, para o cenário A, a diferença de permeabilidade equivalente entre os casos com a banda mais permeável ($K_b = 0,200$ D) e com a banda menos permeável ($K_b = 0,050$ D) é mínima e consideravelmente próxima à permeabilidade K_R do material do meio contínuo. A menor permeabilidade equivalente nos cenários B, em relação ao cenário

A, deve-se à existência de um material entre bandas, ocupando uma área considerável, de permeabilidade menor que o valor do meio contínuo principal. As permeabilidades equivalentes K_{eqx} são constantes nas simulações que utilizam a abordagem ACDF, pois este método não é capaz de capturar a descontinuidade que se posiciona tangencialmente à direção do fluxo.

Tabela 5 – Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os cenários A e B, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação.

	K_R (D)	K_b (D)	Solução		MEF		ACDF		ACDF	
			Analítica		Convencional		Malha Fina		Malha Grossa	
			K_{eqx}	K_{eqy}	K_{eqx}	K_{eqy}	K_{eqx}	K_{eqy}	K_{eqx}	K_{eqy}
A	3,00	0,05	2,9410	1,3761	2,9413	1,3763	3,0003	1,3762	3,0003	1,3762
		0,06	2,9412	1,5152	2,9415	1,5153	3,0003	1,5152	3,0003	1,5152
		0,17	2,9434	2,2507	2,9437	2,2509	3,0003	2,2508	3,0003	2,2508
		0,20	2,9440	2,3438	2,9443	2,344	3,0003	2,3439	3,0003	2,3439
B	3,00	0,05	2,7070	0,8571	2,7425	0,8643	2,8815	0,8684	2,9094	0,874
		0,06	2,7074	0,9677	2,7429	0,9768	2,8815	0,9821	2,9094	0,9893
		0,17	2,7118	1,6612	2,7473	1,6881	2,8815	1,704	2,9094	1,7259
		0,20	2,713	1,7647	2,7485	1,795	2,8815	1,8131	2,9094	1,8378

Fonte: A autora (2021).

Para o fluxo na direção vertical, a presença das bandas de deformação, normais à orientação do escoamento, promovem uma relevante redução da permeabilidade equivalente K_{eqy} para os cenários A e B. Os resultados da Tabela 5 indicam que os valores K_{eqy} tornam-se menores à medida que a permeabilidade de banda utilizada nos casos diminui e o número de bandas aumenta.

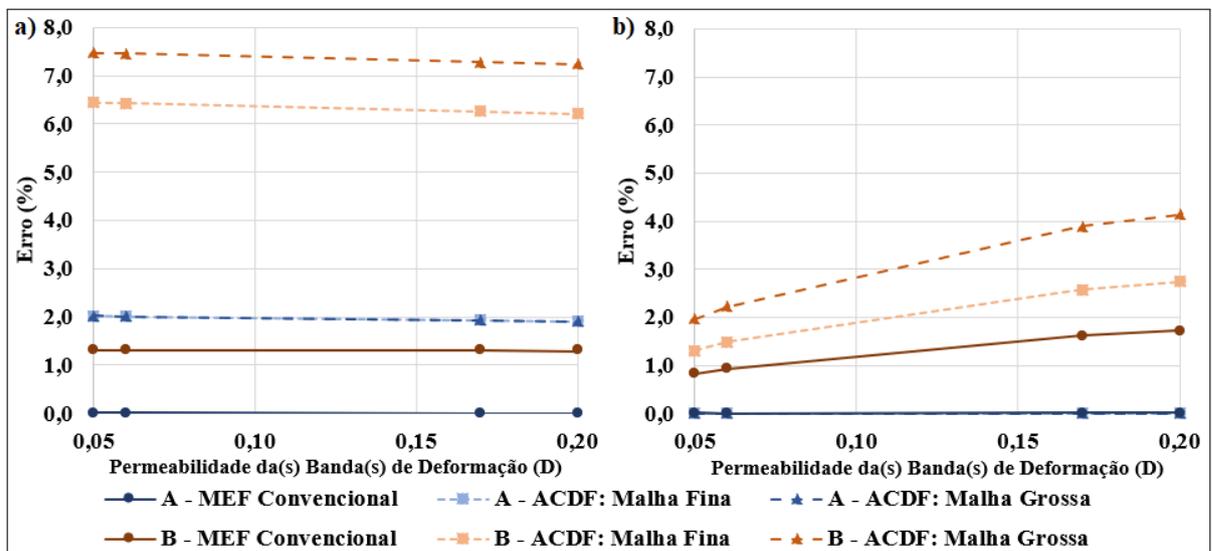
Definindo a solução analítica como solução de referência, a Figura 14 mostra o erro relativo percentual das permeabilidades equivalentes obtidas por soluções numéricas diferentes.

Analisando a Figura 14, é observado que as diferenças relativas da permeabilidade equivalente determinada na direção horizontal são superiores aos da direção vertical, sendo maior para os valores de erros calculados a partir das soluções via ACDF, dado que as descontinuidades não são capturadas em tal direção. Para o caso A, o erro obtido mediante a metodologia ACDF usando malha mais grossa e malha mais refinada são coincidentes nas duas direções de escoamento. Para o caso B, a malha grossa gera erros maiores que a malha mais refinada. Em parte, isso ocorre devido ao maior tamanho dos elementos, atravessados pelas descontinuidades, diminuir o espaço correto d de 0,50 m, onde é introduzido o material entre bandas de permeabilidade K_{eb} menor que a permeabilidade K_R do meio contínuo principal.

Percebe-se ainda que, em ambas direções de fluxo, as permeabilidades equivalentes

dadas a partir da simulação utilizando MEF convencional são mais próximas dos valores calculados analiticamente do que os resultados obtidos utilizando a abordagem ACDF para os cenários A e B, sendo a diferença nula para o caso A. Dessa forma, é admitido que a solução a partir do MEF convencional é uma boa solução de referência.

Figura 14 – Erro relativo percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários A e B em relação à solução analítica: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical.



Fonte: A autora (2021).

Os resultados de permeabilidade equivalente para os cenários C e D, adquiridos por meio das soluções numéricas empregando MEF convencional e ACDF, estão apresentados na Tabela 6. A partir desses valores, é possível observar o efeito da continuidade lateral das bandas de deformação em modelos simples.

Nos cenários C e D, a permeabilidade equivalente medida na direção horizontal K_{eqx} se aproxima da permeabilidade do material contínuo e são constantes para os problemas simulados coma a técnica de descontinuidades fortes, assim como nos casos A e B. Já para a direção vertical, os resultados de K_{eqy} também apresentam valores reduzidos, porém eles são maiores do que os apresentados para os modelos A e B devido às bandas de deformação não serem contínuas lateralmente e o fluxo tender a desviá-las através do meio sem bandas. Segundo Rotevatn *et al.* (2013) e Fossen *et al.* (2017), a integridade lateral das bandas de deformação, que podem apresentar-se segmentadas, é importante para o controle da permeabilidade equivalente

Tabela 6 – Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os cenários C e D, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação.

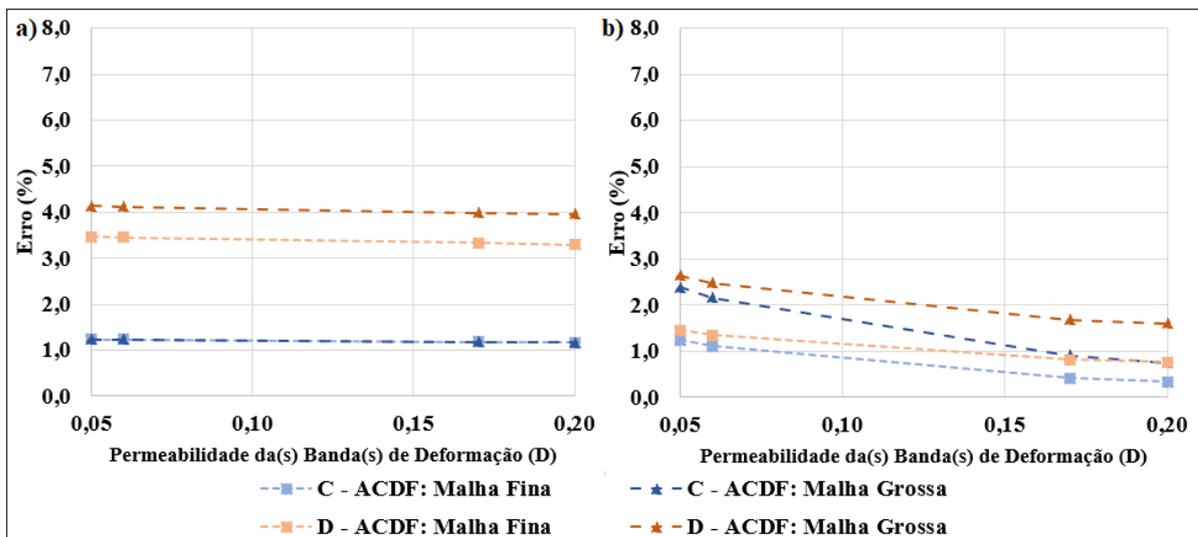
K_R (D)	K_b (D)	MEF Convencional		ACDF-Malha Fina		ACDF-Malha Grossa		
		K_{eqx}	K_{eqy}	K_{eqx}	K_{eqy}	K_{eqx}	K_{eqy}	
C	3,00	0,05	2,9637	2,4567	3,0003	2,4871	3,0003	2,5153
		0,06	2,9639	2,486	3,0003	2,5134	3,0003	2,5395
		0,17	2,9653	2,6811	3,0003	2,6921	3,0003	2,7053
		0,20	2,9656	2,7121	3,0003	2,7211	3,0003	2,7324
D	3,00	0,05	2,8268	2,2056	2,9249	2,2376	2,9436	2,2637
		0,06	2,8272	2,2327	2,9249	2,2628	2,9436	2,288
		0,17	2,8307	2,431	2,9250	2,4506	2,9436	2,4718
		0,20	2,8316	2,4656	2,925	2,4842	2,9437	2,5051

Fonte: A autora (2021).

do meio, pois exerce impactos sobre o efeito barreira e a tortuosidade do escoamento que as bandas promovem.

Definindo a solução obtida a partir do MEF convencional como solução de referência, a Figura 15 apresenta o erro relativo percentual dos resultados alcançados pela abordagem ACDF.

Figura 15 – Erro relativo percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários C e D em relação à solução convencional: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical.



Fonte: A autora (2021).

A Figura 15 mostra que os erros da permeabilidade equivalente determinada na direção horizontal também são superiores aos erros da direção vertical para os cenários C e D.

Para esses casos, verifica-se que os erros gerados pela malha mais grossa são mais elevados do que aqueles produzidos pela malha mais refinada. É válido destacar que, para todos esses cenários apresentados, a diferença entre os erros na permeabilidade equivalente gerados pela malha grossa e pela malha fina são coincidentes ou estão em torno de 1%. Assim, a técnica de ACDF mostra-se eficiente para discretizar modelos que possuem bandas de deformação, que se comportam como barreiras estreitas ao fluxo, em malhas com resolução relativamente menor.

4.1.2 Cenário Benchmark: Flemisch et al. (2018)

Flemisch *et al.* (2018) apresentaram cenários de *benchmark* com o objetivo de testar e comparar diferentes métodos numéricos, já publicados, baseados em Modelos de Fraturas Discretas (MFD) mediante a solução de problemas de fluxo monofásico de fluido incompressível em meios porosos.

As técnicas consideradas no referido estudo são o método de volumes finitos centrado no vértice (chamado de Box), os métodos de diferenças finitas com aproximação do fluxo por dois pontos (TPFA) e por múltiplos pontos (MPFA), o método de fratura discreta embebida (EDFM), o método fluxo-*mortar*, os métodos dos elementos finitos enriquecidos primal (P-XFEM) e dual (D-XFEM) e o método das diferenças finitas miméticas (MDFM). Encontra-se uma breve descrição de cada método em Flemisch *et al.* (2018).

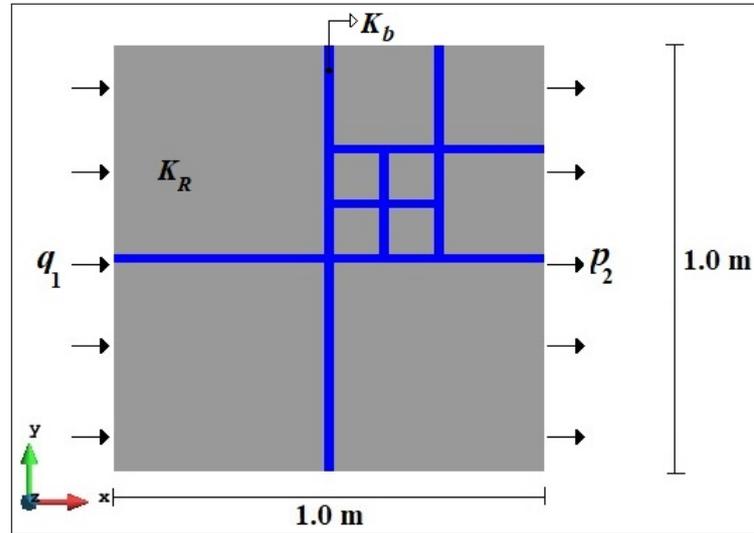
Um dos problemas tratados no trabalho citado envolve uma rede de descontinuidades regulares que são estreitas e de baixa permeabilidade, atuando como barreiras ao fluxo e gerando saltos no campo de pressão. Tais características são similares às bandas de deformação e, assim, o modelo em questão, chamado de caso Flemisch neste trabalho, foi aqui utilizado para aplicar a abordagem de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes e verificar a solução obtida, comparando-a aos resultados alcançados pelos métodos numéricos mostrados em Flemisch *et al.* (2018).

Na Figura 16, são indicadas as condições de contorno, as propriedades dos materiais e a geometria do problema simulado. O escoamento de fluido incompressível foi realizado com curso na direção horizontal, no sentido conforme apontado, ao impor vazão a montante $q_1 = 2,0$ Kg/s e pressão $p_2 = 1,0$ MPa a jusante, fazendo o fluido atravessar um meio contínuo de permeabilidade $K_R = 1$ mD e bandas descontínuas de permeabilidade $K_b = 0,01$ mD e de espessura $h = 0,01$ m.

O caso Flemisch foi simulado no programa CODE_BRIGHT, empregando malha

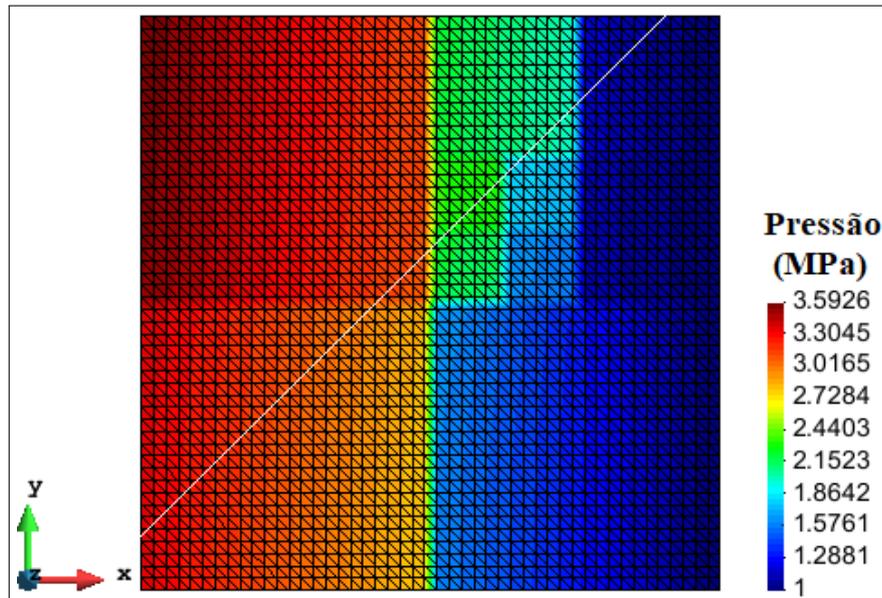
estruturada com 2304 nós e 4418 elementos do tipo triângulo linear. O resultado da distribuição de pressão, bem como a malha utilizada, estão apresentados na Figura 17.

Figura 16 – Domínio e condições de contorno hidráulicas do caso Flemisch.



Fonte: Adaptado de Flemisch *et al.* (2018).

Figura 17 – Distribuição do campo de pressão do caso Flemisch.



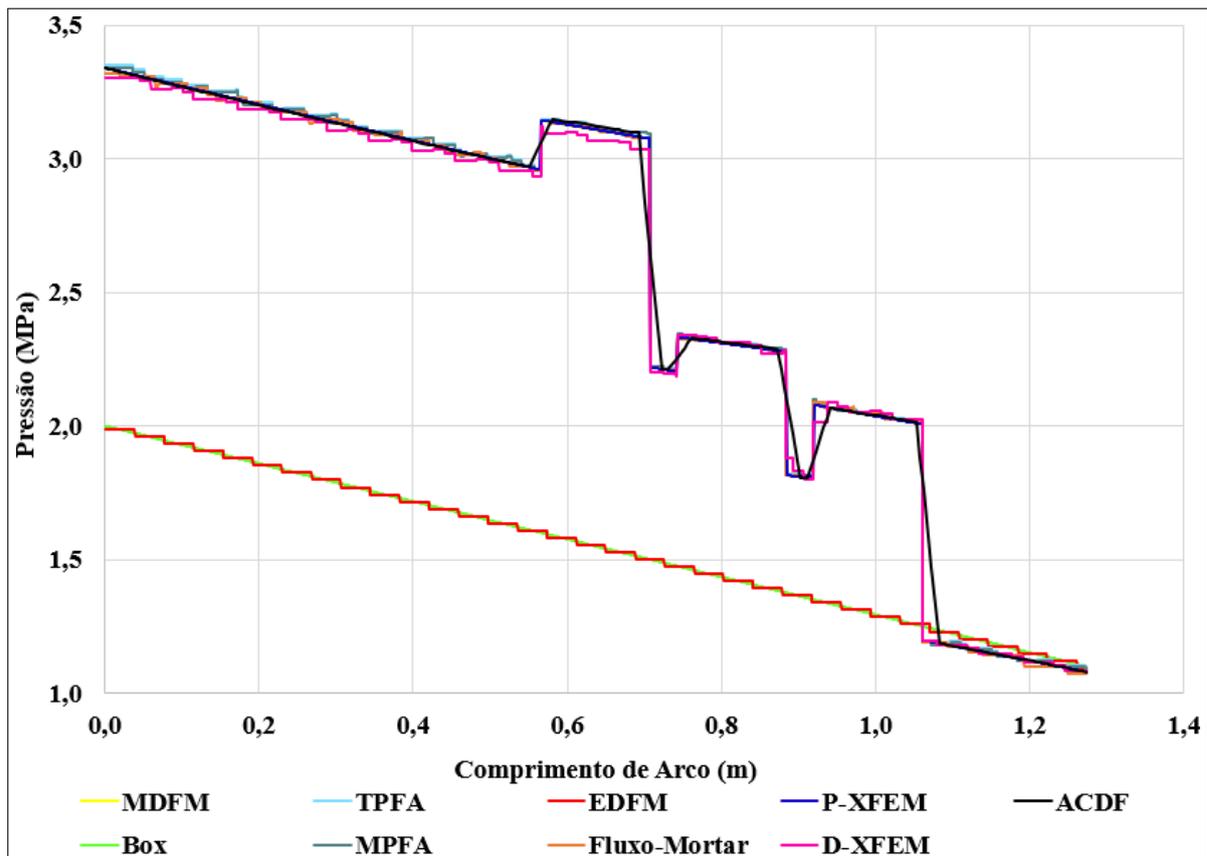
Fonte: A autora (2021).

A partir da Figura 17, é possível observar os saltos da pressão e a compartimentação do domínio devido à presença das estreitas bandas de baixa permeabilidade que estão posici-

onadas na direção normal ao escoamento do fluido. Os saltos de pressão são menores para a região superior do domínio em virtude de o escoamento de fluido atravessar um maior número de bandas, que tendem a conter o fluxo.

Para comparar o resultado obtido com as soluções geradas pelos métodos de discretização apresentados em Flemisch *et al.* (2018), a curva de pressão foi expressa graficamente, traçada ao longo da linha diagonal que atravessa o domínio do ponto (0,0 m, 0,1 m) ao ponto (0,9 m, 1,0 m), indicada pela linha branca na Figura 17. A curva de distribuição de pressão, juntamente às curvas de soluções pelos métodos já mencionados, contemplados em Flemisch *et al.* (2018), estão apresentados na Figura 18.

Figura 18 – Curvas de pressão do caso Flemisch, ao longo da linha diagonal (0,0 m, 0,1 m)-(0,9 m, 1,0 m), resultantes dos métodos numéricos presentes em Flemisch *et al.* (2018) e do método ACDF.



Fonte: A autora (2021).

Como pode ser visto na Figura 18, a abordagem ACDF foi capaz de capturar os saltos de pressão produzidos pelas discontinuidades. A curva de pressão gerada por meio

da simulação via ACDF mostrou comportamento semelhante às demais técnicas numéricas capazes de capturar descontinuidades mais impermeáveis que o meio contínuo. A pressão tende a diminuir suavemente ao longo do meio contínuo e apresenta, onde posicionam-se as descontinuidades, saltos ascendentes, quando a curva atravessa uma banda em direção à zona de maior pressão, e saltos descendentes, quando a curva atravessa uma banda em direção à zona de menor pressão.

Além disso, é válido evidenciar que, conforme verifica-se na Figura 18, a curva de pressão ACDF possui melhor conformidade com a curva obtida por meio da metodologia P-XFEM. A curva P-XFEM, por sua vez, sobrepõe-se a curva MDFM, sendo esta a solução de referência para Flemisch *et al.* (2018), onde a simulação foi feita utilizando malha super refinada (1.175.056 elementos), responsável por discretizar as bandas estreitas com a mesma dimensão do meio contínuo.

Posto isso, pode-se afirmar que o Método de Elementos Finitos via Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes, apresentado neste trabalho, demonstrou ser apto para simular modelos que possuam bandas estreitas, de menor permeabilidade que o meio, obtendo soluções adequadas.

4.2 CASOS DE APLICAÇÃO: AFLORAMENTO ANÁLOGO NA BACIA RIO DO PEIXE - PARAÍBA - NE, BRASIL

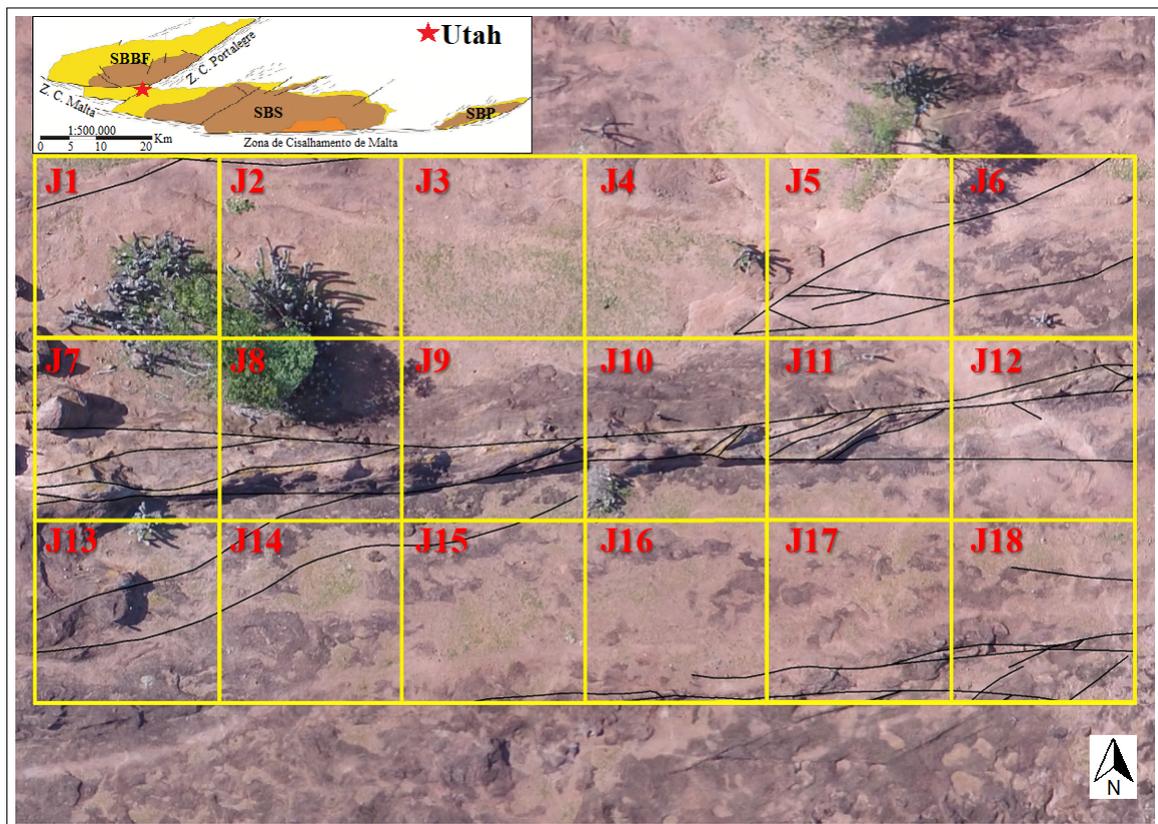
A abordagem ACDF foi aplicada para o problema de escoamento monofásico, considerando uma representação em mapa do afloramento de Utah da Bacia Rio do Peixe composto por arenitos conglomeráticos, que estão afetados por bandas de deformação, incluindo *singles* e zona de *cluster*. Esse afloramento, chamado de Utah, está localizado na Sub-bacia Brejo das Freiras, próximo à falha de Portalegre, foi formado sobre a Formação Antenor Navarro e parte de sua região pode ser observado na Figura 19.

A área do afloramento de Utah foi dividida em sub-áreas (janelas nomeadas de J1 a J18), de 5,0 m x 5,0 m, para construir modelos, realizar simulações hidráulicas e fazer análises sobre o efeito das bandas de deformação na distribuição do campo de pressão e na permeabilidade equivalente do meio. Tais áreas de estudo estão indicadas pelos quadrados amarelos da Figura 19, com seus respectivos nomes, e as principais bandas de deformação estão representadas pelas linhas pretas.

Como mostrado por Souza *et al.* (2021) e como pode ser observado na Figura 19,

esse afloramento possui zona de falha rúptil com bandas de deformação com *trends* de direção E-W e NE-WE. A área de estudo deste trabalho, em particular, engloba uma pequena parte da zona de falha, de *trend* principal E-W. O núcleo dessa zona é composto por uma área de *cluster*, localizado nas áreas J7 a J12, comportando a maior parte da deformação ocorrida na área. Já a zona de dano é composta por bandas de deformação em *singles*, localizada nas áreas J1 a J6 e J13 a J18, onde têm-se menor quantidade de bandas de deformação e regiões amplas sem estruturas deformacionais, como a área J3, que não dispõe de bandas de deformação.

Figura 19 – Áreas de Utah selecionadas para simulação.



Fonte: A autora (2021).

As simulações foram conduzidas para fluxo de fluido levemente compressível, com escoamentos na direção E-W (no sentido da esquerda para direita, paralelo ao *trend* principal) e N-S (no sentido do topo para base, atravessando o *trend* principal perpendicularmente), utilizando diferença de pressão de 1,0 MPa, impondo pressão a montante $p_1 = 1,1$ MPa e pressão a jusante $p_2 = 0,1$ MPa. Os dados de espessura de banda (h), permeabilidade da rocha hospedeira (K_R) e permeabilidade das bandas de deformação (K_b) de cada área podem ser vistos na Tabela 7, bem

como a razão entre os valores de K_R e K_b , indicando a ordem de magnitude da razão entre os valores da permeabilidade da rocha e das bandas. Dessa forma, as permeabilidades equivalentes horizontal K_{eqx} e vertical K_{eqy} , computadas quando as simulações atingiram regime estacionário, representam as permeabilidades equivalentes nas direções E-W e N-S, respectivamente.

Tabela 7 – Dados de cada área selecionada no afloramento de Utah utilizados nas simulações.

Área	J1	J2	J3	J4	J5	J6
h (m)	3,92E-03	3,92E-03	-	3,92E-03	3,92E-03	3,92E-03
K_R (mD)	882,00	882,00	882,00	882,00	882,00	882,00
K_b (mD)	18,56	18,56	-	18,56	18,56	18,56
K_R/K_b	4,75E+01	4,75E+01	-	4,75E+01	4,75E+01	4,75E+01
Área	J7	J8	J9	J10	J11	J12
h (m)	1,36E-02	1,08E-02	8,00E-03	6,00E-03	3,81E-03	3,90E-03
K_R (mD)	57,05	57,05	57,05	57,05	57,05	57,05
K_b (mD)	7,23	1,30	0,70	41,00	0,46	10,08
K_R/K_b	7,89E+00	4,39E+01	8,15E+01	1,39E+00	1,24E+02	5,66E+00
Área	J13	J14	J15	J16	J17	J18
h (m)	9,50E-04	9,50E-04	9,50E-04	9,50E-04	9,50E-04	9,50E-04
K_R (mD)	297,00	297,00	297,00	297,00	297,00	297,00
K_b (mD)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
K_R/K_b	1,76E+02	1,76E+02	1,76E+02	1,76E+02	1,76E+02	1,76E+02

Fonte: A autora (2021).

Os dados da Tabela 7, utilizados como parâmetros de entrada modelos simulados neste trabalho, foram fornecidos pelo Laboratório de Pesquisa em Exploração Petrolífera (LAPEP) da Universidade Federal de Campina Grande. O LAPEP foi responsável pela coleta e caracterização dos dados em campo.

As espessuras de bandas foram obtidas utilizando linhas de varreduras contínuas, chamadas de *scanlines*, seguindo a metodologia proposta por Ortega *et al.* (2006). Foi utilizado uma régua de comparação para efetuar as medidas de espessura das bandas que cruzam as *scanlines*. Apesar das bandas de cada área possuírem variações em sua espessura, por motivos de simplificação, as espessuras, na modelagem, foram consideradas contantes para as bandas de cada janela.

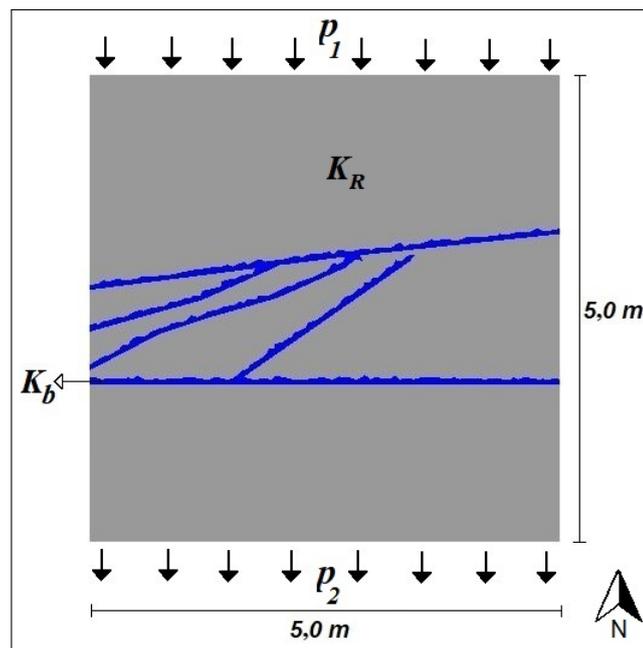
Os valores de permeabilidade foram coletados a partir de aquisições de dados *in situ*, utilizando um permeâmetro a gás posicionado perpendicularmente ao plano do solo, em uma superfície lisa da banda ou da rocha hospedeira. Para isso, primeiramente, foi utilizado uma furadeira com uma ponta de esmeril para polir e lixar cada ponto de medição, afim de nivelar a

superfície, que em seguida é limpa para a realização das medições com o permeâmetro. Foram executadas 5 aferições em cada ponto de medição, tanto nas bandas quanto na rocha hospedeira, estabelecendo a permeabilidade de banda e de rocha como a média dos valores obtidos em cada ponto.

4.2.1 Estudo de Malha

Primeiramente, foi conduzido um estudo de malha com o objetivo de escolher um nível de refinamento adequado e empregá-lo nas demais simulações. A área do afloramento de Utah selecionada para isso foi a J11, cuja geometria e condições de contorno podem ser observadas na Figura 20.

Figura 20 – Domínio e condições de contorno hidráulicas aplicados na área J11 do afloramento de Utah.



Fonte: A autora (2021).

Os valores de permeabilidade e de espessura de banda aplicados estão apresentados na Tabela 7. Em relação às pressões impostas, foram utilizados os valores mencionados anteriormente, sendo que, para este estudo, foi considerado apenas o escoamento na direção E-W, conforme indicado na Figura 20.

Para realizar um estudo de convergência de malha, adotou-se inicialmente uma malha

grossa não estruturada com apenas 123 elementos triangulares lineares, nível de refino próximo à malha com menor resolução usada nas simulações dos cenários sintéticos. Já para as malhas subsequentes, a quantidade de elementos foi definida como, aproximadamente, o dobro dos elementos da malha imediatamente anterior. O estudo foi feito com base nas soluções para o campo de pressão resultantes das simulações hidráulicas dos diferentes níveis de refinamento, comparando as curvas de pressão de cada solução, em pares, por meio da norma euclidiana (L2), calculada mediante a Equação (4.1) abaixo.

$$L2 = \sqrt{\frac{\sum [P_{+Refinada} - P_{-Refinada}]^2 \lambda}{y_f - y_i}} \quad (4.1)$$

onde $P_{+Refinada}$ e $P_{-Refinada}$ são os valores de pressão da malha mais refinada e menos refinada, respectivamente, para mesma posição, λ é a distância entre pontos da malha mais refinada e y_f e y_i são as coordenadas y finais e iniciais do domínio, nessa ordem. A partir dos valores obtidos pela norma L2, verificava-se a melhoria na solução com o refinamento da malha a fim de escolher uma malha de referência.

Assim, as malhas que foram utilizadas neste estudo e suas respectivas soluções do campo de pressão estão apresentadas na Figura 21. Na Figura 22, são mostradas as curvas de pressão de cada malha, expressas graficamente ao longo da linha vertical que cruza um maior número de bandas de deformação da área J11, atravessando os domínios do ponto (1,25 m, 5,0 m) ao ponto (1,25 m, 0,0 m).

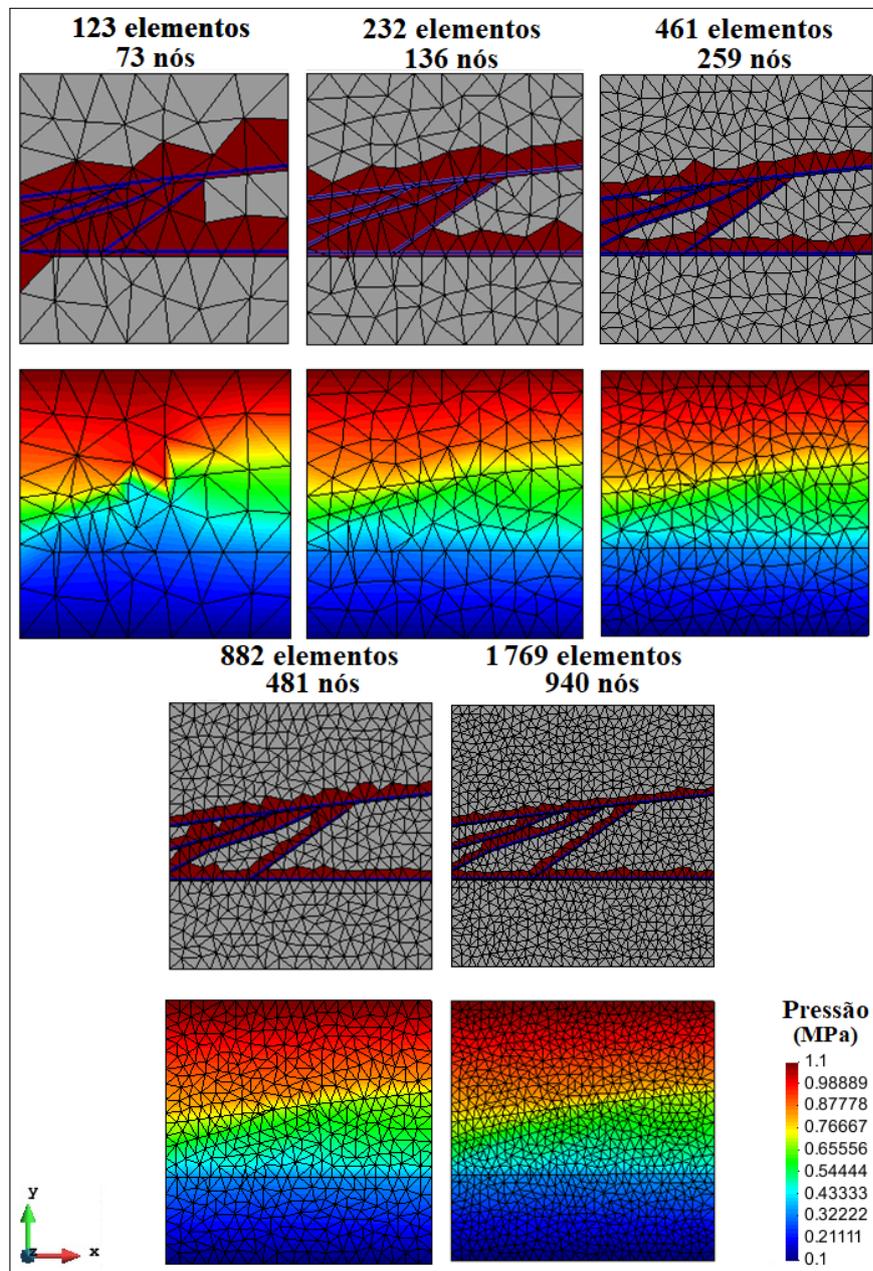
Por meio das Figuras 21 e 22 é possível perceber que elementos muito grandes, discretizando domínios que possuem rede de bandas de deformação de maior complexidade, podem gerar erros mais relevantes na solução. A aproximação das curvas obtidas nas simulações das malhas mais refinadas, na Figura 22, aponta que a solução converge e a norma calculada entre essas curvas é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8 – Normas euclidianas calculadas comparando as soluções de cada malha menos refinada com a mais refinada.

Malhas Comparadas	L2
232 - 123 elementos	3,20E-02
461 - 232 elementos	1,58E-02
882 - 461 elementos	8,30E-03
1769 - 882 elementos	6,90E-03

Fonte: A autora (2021).

Figura 21 – Malhas utilizadas para o estudo de convergência e seus resultados da distribuição do campo de pressão.



Fonte: A autora (2021).

De acordo com os números mostrados na Tabela 8 e do ponto de vista deste estudo, não há melhorias relevantes na solução do campo de pressão ao refinar a malha para 1769 elementos. Assim, o resultado do refino de 882 elementos foi considerado como a solução de referência. Desse modo, a norma euclidiana foi calculada comparando a solução de referência com todas as soluções do campo de pressão geradas pelas simulações que adotaram malhas

menos refinadas. Os valores obtidos estão exibidos na Tabela 9.

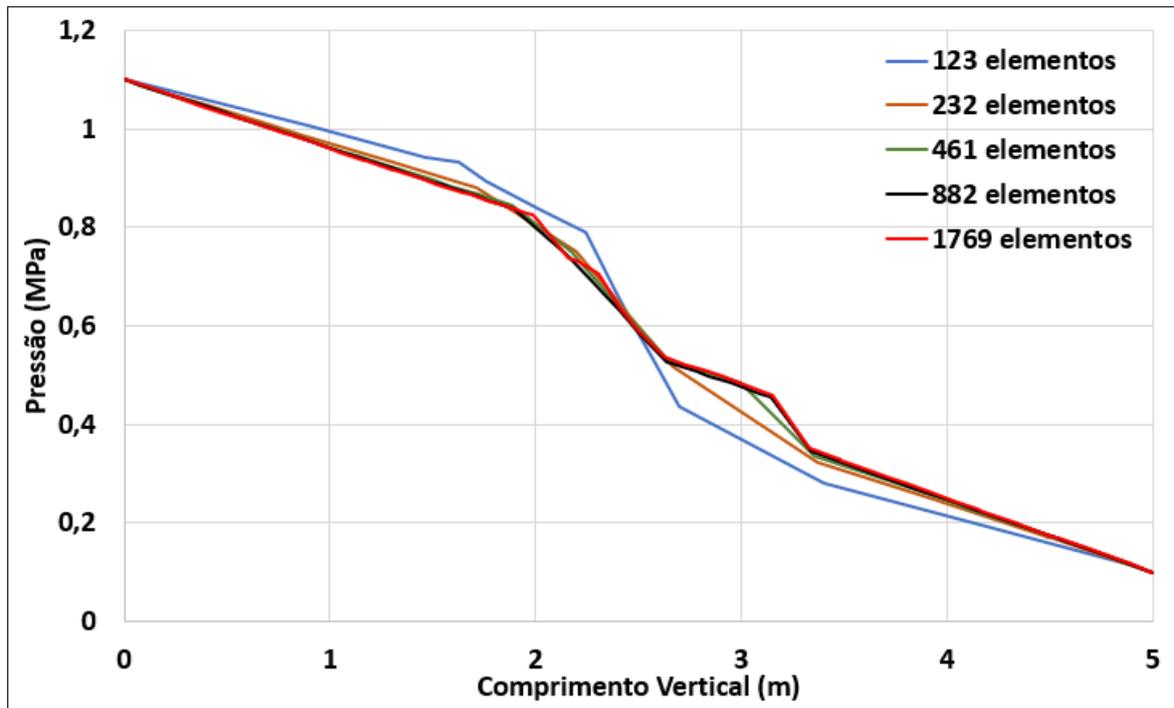
Tabela 9 – Normas euclidianas calculadas em relação à solução de referência (882 elementos).

Malhas Comparadas	L2
123 elementos	4,84E-02
232 elementos	2,03E-02
461 elementos	8,30E-03

Fonte: A autora (2021).

Considerando uma tolerância de 10^{-2} , é possível concluir da Tabela 9 que a malha de 461 elementos fornece uma solução com a acurácia necessária para esse estudo, não gerando erros grosseiros em relação à solução de referência e utilizando menos elementos. Dessa forma, esse nível de refinamento foi utilizado para simular as áreas do afloramento de Utah.

Figura 22 – Curvas de pressão obtidas ao longo de linhas verticais (1,25 m, 5,0 m)-(1,25 m, 0,0 m) a partir dos diferentes níveis de refinamento de malha.



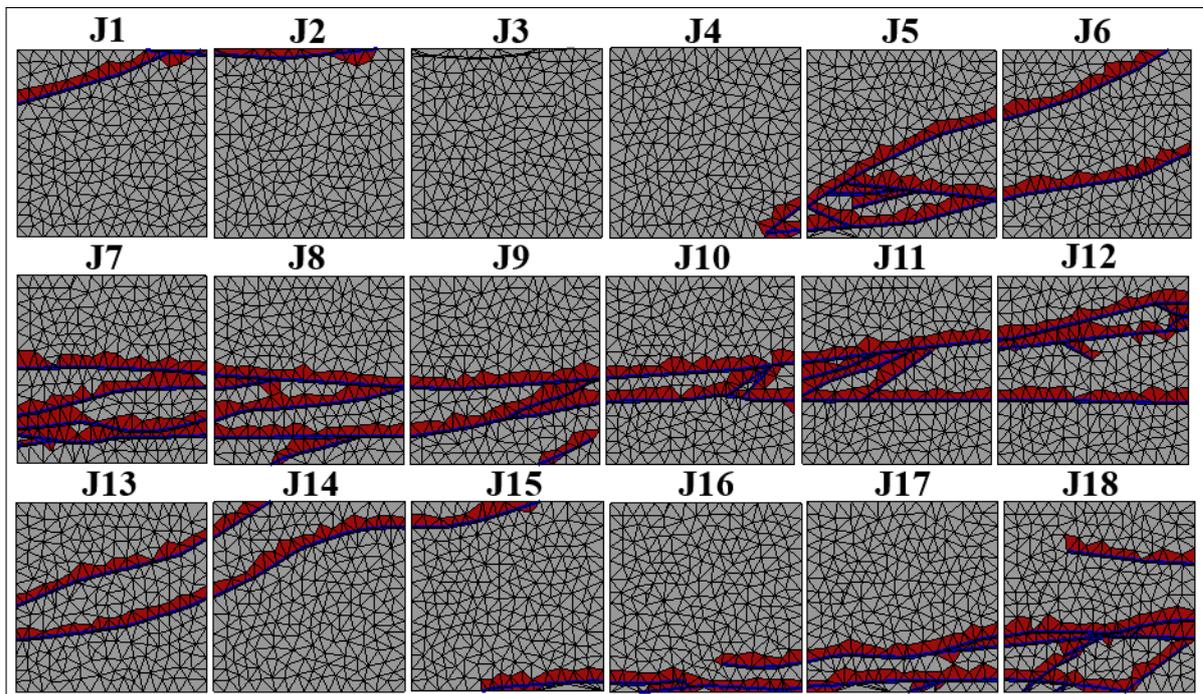
Fonte: A autora (2021).

4.2.2 Análise da Distribuição de Pressão e da Relação P22 vs Permeabilidade Equivalente

Após a escolha do grau de refinamento adequado, as sub-áreas do afloramento de Utah, apresentadas na Figura 19, foram simuladas para escoamento de fluido de forma paralela e perpendicular ao strike da falha E-W, ou seja, nas direções E-W (horizontal aos domínios de simulação) e N-S (vertical aos domínios de simulação), utilizando os dados de permeabilidade e espessura de banda apresentados na Tabela 7 e as condições de contorno hidráulicas já mencionadas.

Por questões de simplificação, as bandas de deformação, mesmo em *cluster* no núcleo da zona de falha, foram consideradas individualmente nos modelos como descontinuidades *singles*, porém, preservando o conjunto de bandas dentro da janela de análise e mantendo o arranjo de *cluster*. As geometrias e malhas, empregando o nível de refinamento selecionado, utilizadas nas simulações de cada área estão mostrados na Figura 23.

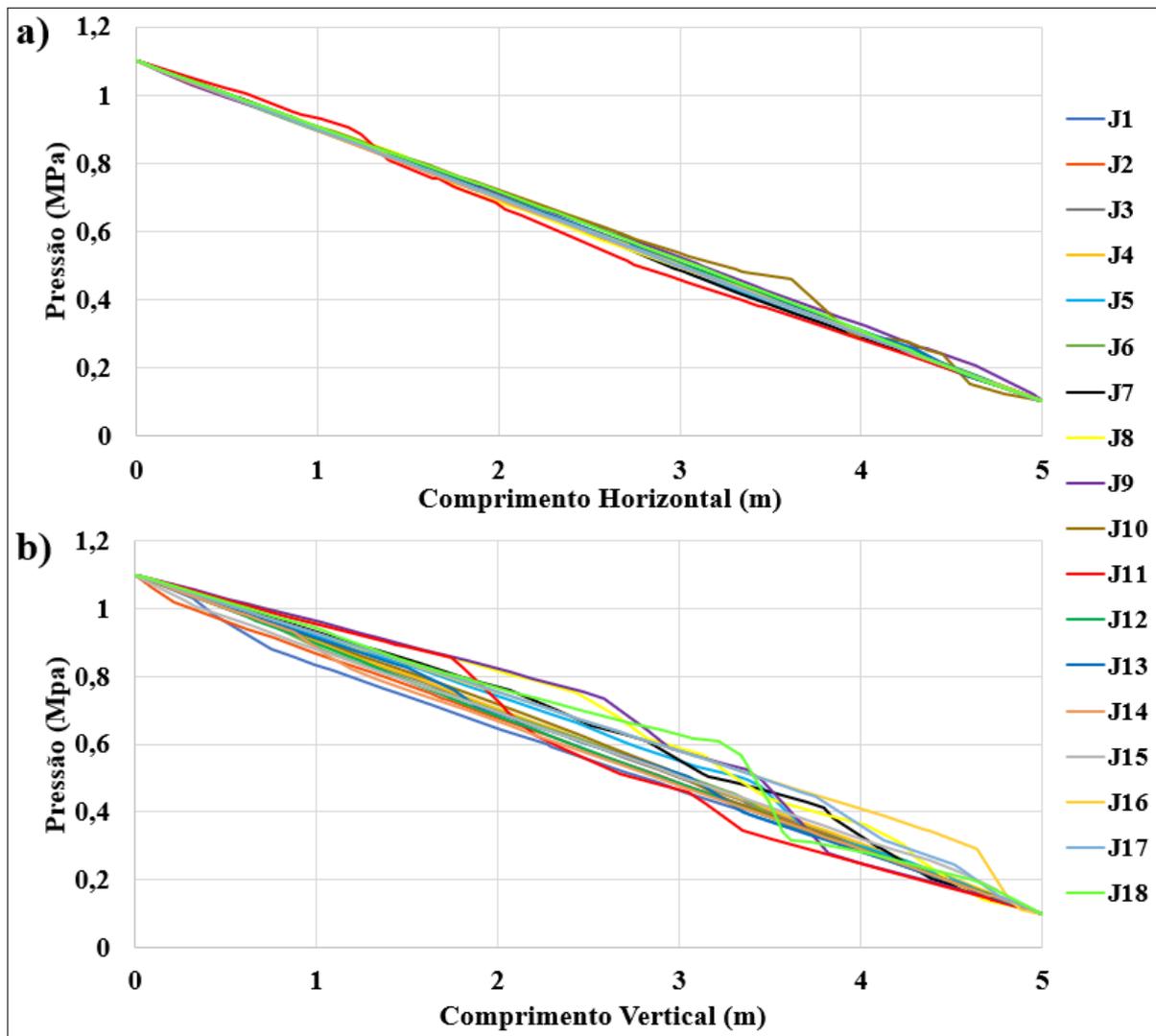
Figura 23 – Geometria e malhas das áreas simuladas do afloramento de Utah.



Fonte: A autora (2021).

A Figura 24 apresenta as curvas de pressão para o escoamento E-W e N-S, construídas ao considerar as linhas horizontal e vertical que atravessam o centro dos domínios dos pontos (0,0 m, 2,5 m) à (5,0 m, 2,5 m) e (2,5 m, 5,0) à (2,5 m, 0,0 m), respectivamente.

Figura 24 – Curvas da distribuição de pressão das áreas do afloramento de Utah, selecionadas para simulação hidráulica com fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.



Fonte: A autora (2021).

Comparando os gráficos de pressão para ambas direções de escoamento na Figura 24, observa-se que as curvas de cada área, para o fluxo na direção E-W, obtiveram comportamentos bem similares, ao contrário das curvas geradas a partir do fluxo na direção N-S. Isso ocorre devido às bandas de deformação, presentes nas regiões selecionadas, se posicionarem preferencialmente na direção leste-oeste, tangencial às simulações de fluxo E-W. De acordo com Sternlof *et al.* (2006) e Awdal *et al.* (2020), os impactos resultantes do escoamento de fluido em meios com bandas depende consideravelmente da direção do fluxo em relação à orientação preferencial das bandas de deformação. Essas estruturas produzem efeitos negativos mais proeminentes quanto mais perpendicular elas se posicionarem em relação à direção do escoamento.

Assim, nas simulações executadas, o escoamento na direção E-W não encontra barreiras relevantes através do meio, evitando a sua compartimentação e gerando curvas de pressão com declínio contínuo, como visto no gráfico da Figura 24(a). Já as curvas de pressão para escoamento no sentido N-S apresentam comportamentos mais distintos para cada área. Pode-se verificar, no gráfico da Figura 24(b), saltos de pressão mais expressivos em seções como J8, J9 e J11, pertencentes a ao *cluster* no núcleo da zona de falha, sendo elas as que apresentam menor permeabilidade de banda entre as áreas estudadas.

Após as simulações hidráulicas das áreas selecionadas do afloramento de Utah, as permeabilidades equivalentes para cada direção de escoamento foram calculadas por meio da Equação (3.26). Além disso, com o intuito de estudar a influência da intensidade espacial das bandas na permeabilidade equivalente nas regiões, foi considerado a medida de intensidade P22, de acordo com a classificação de Dershowitz e Herda (1992) mencionada no Subtópico 2.2 do Capítulo 2, uma vez que é possível calcular a área ocupada pelas bandas de deformação presentes em cada área estudada do afloramento, fazendo:

$$P22 = \frac{\sum(l \times h)}{A} \quad (4.2)$$

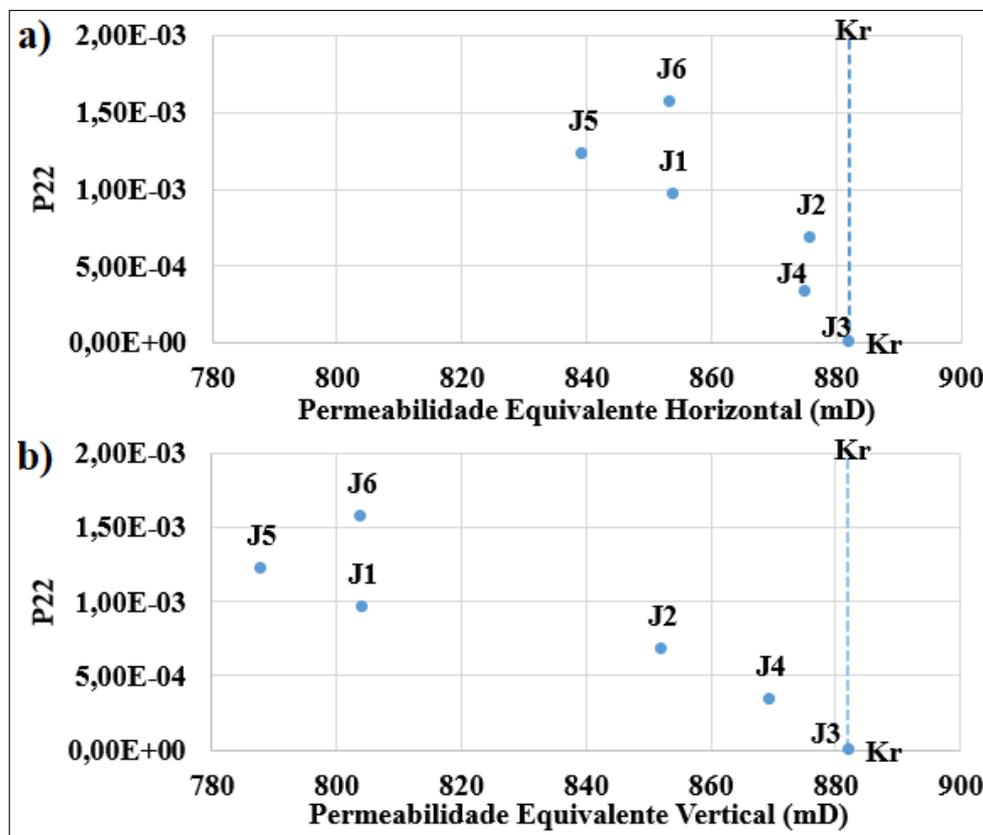
onde l e h são, respectivamente, o comprimento e a espessura das bandas individuais presentes em uma janela de área A .

Dado que, as permeabilidades da rocha hospedeira possuem o mesmo valor para as áreas J1 a J6 (zona de dano ao norte do núcleo da zona de falha), J7 a J12 (núcleo da zona de falha, que apresenta áreas com maior região deformada em comparação as demais) e J13 a J18 (zona de dano ao sul do núcleo da zona de falha), conforme exposto na Tabela 7, a relação intensidade de bandas *vs.* permeabilidade equivalente foi agrupada de acordo com a permeabilidade do meio contínuo (K_R) e a direção de escoamento, se horizontal (E-W) ou vertical (N-S) ao domínio de simulação. Os resultados podem ser analisados por meio dos gráficos das Figuras 25, 26 e 27.

De modo geral, as Figuras 25, 26 e 27 revelam a tendência existente na relação entre P22 e a permeabilidade equivalente do meio, onde quanto maior a intensidade de bandas de deformação na área, menor a permeabilidade equivalente obtida para ambas direções de fluxo. Vale apontar que nos resultados obtidos para as áreas J7 a J12, apresentados na Figura 26, esse comportamento não está claro devido às bandas de cada janela possuírem permeabilidades de banda diferentes. Para escoamento na direção N-S, por exemplo, a área J7, apesar de possuir o maior P22 desse grupo, não possui a menor permeabilidade de banda dentre eles, diminuindo

o impacto das bandas de deformação no K_{eq} resultante. A região J9, por sua vez, possui uma das menores permeabilidades de banda de deformação dentre as áreas, culminando na menor permeabilidade equivalente vertical do grupo, mesmo com o valor da intensidade de bandas não elevado em relação às demais áreas. Isso indica que, para essa situação, a permeabilidade de banda resulta em maior impacto na permeabilidade equivalente do que o espaço ocupado pela banda.

Figura 25 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J1 à J6, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.

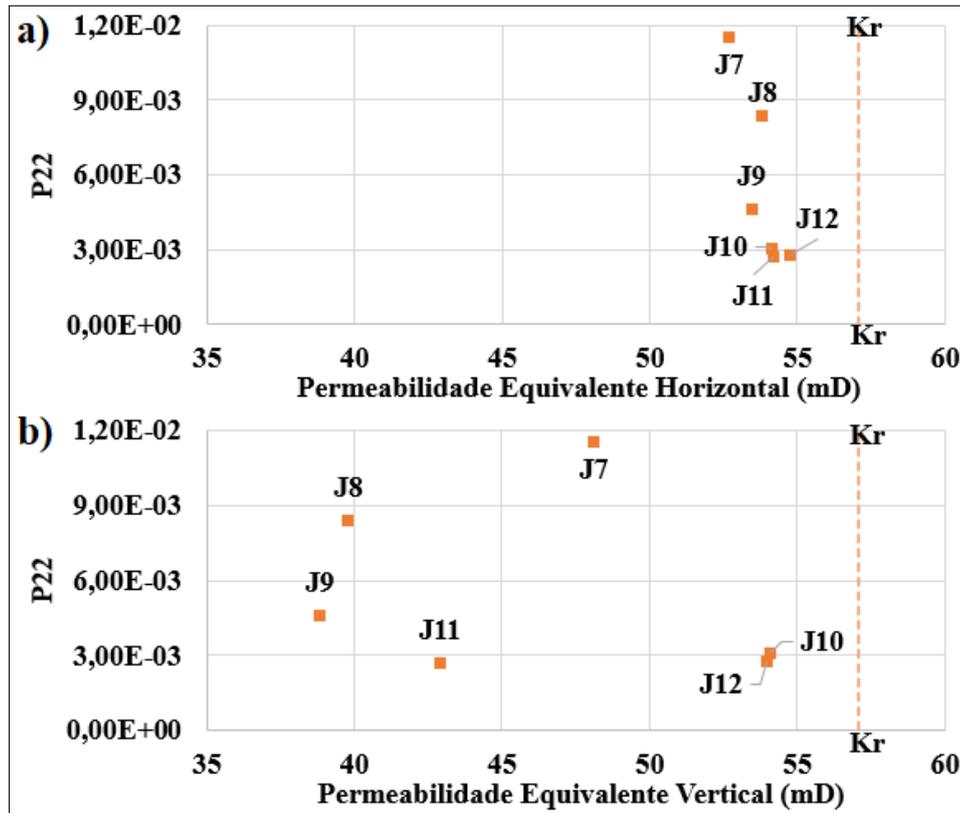


Fonte: A autora (2021).

Como dito anteriormente, as bandas de deformação das áreas do afloramento de Utah, tanto o *cluster* do núcleo quanto os *singles* da zona de dano, posicionam-se preferencialmente seguindo o *trend* da direção E-W. Segundo Kolyukhin *et al.* (2010), quanto mais paralelo for a direção do fluxo em relação ao arranjo das bandas, maior é a permeabilidade equivalente do meio. Dessa forma, tem-se que, para o fluxo na direção E-W, as bandas de deformação tenderam a não gerar grandes impactos na permeabilidade equivalente horizontal das seções, mesmo quando o

valor da intensidade de bandas é expressivo. Isso indica a razão dos valores de K_{eqx} , observados nas Figuras 25, 26 e 27, concentrar-se próximos à permeabilidade da rocha K_R empregado em cada grupo de áreas.

Figura 26 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J7 à J12, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.

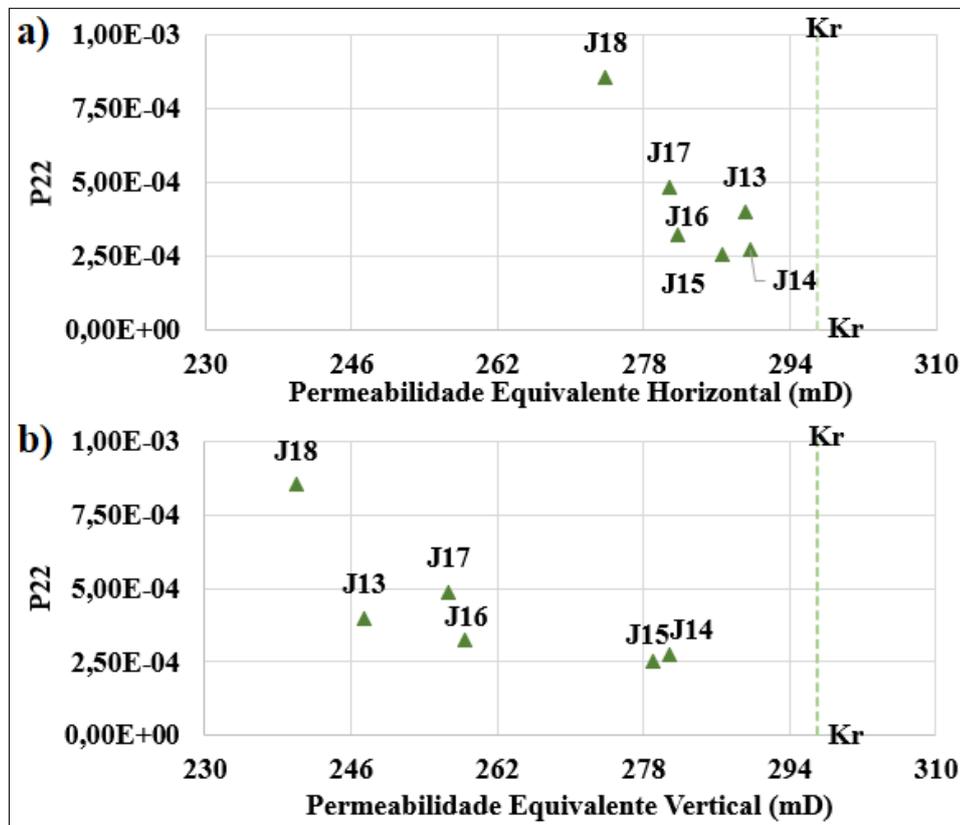


Fonte: A autora (2021).

As simulações hidráulicas das áreas J1 à J18 foram novamente executadas com as mesmas condições de contorno e valores de permeabilidade e espessura das bandas de deformação, sendo alterado apenas a permeabilidade do meio contínuo para o valor de 1 Darcy em todas as seções. Essa padronização do K_R foi feita no intuito de analisar as áreas selecionadas de Utah de forma global, ao considerar constante essa variável para todas as seções.

Posto isso, na Figura 28 encontram-se as curvas de pressão para o fluxo nas direções E-W e N-S, obtidas empregando valor da permeabilidade de rocha único em cada área estudada. Elas foram expressas graficamente ao considerar as linhas horizontal e vertical que atravessam os domínios dos pontos (0,0 m, 2,5 m) à (5,0 m, 2,5 m) e (2,5 m, 5,0 m) à (2,5 m, 0,0 m), na devida ordem.

Figura 27 – Relação entre a Intensidade das bandas de deformação, das áreas J13 à J18, e as Permeabilidades equivalentes para fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.



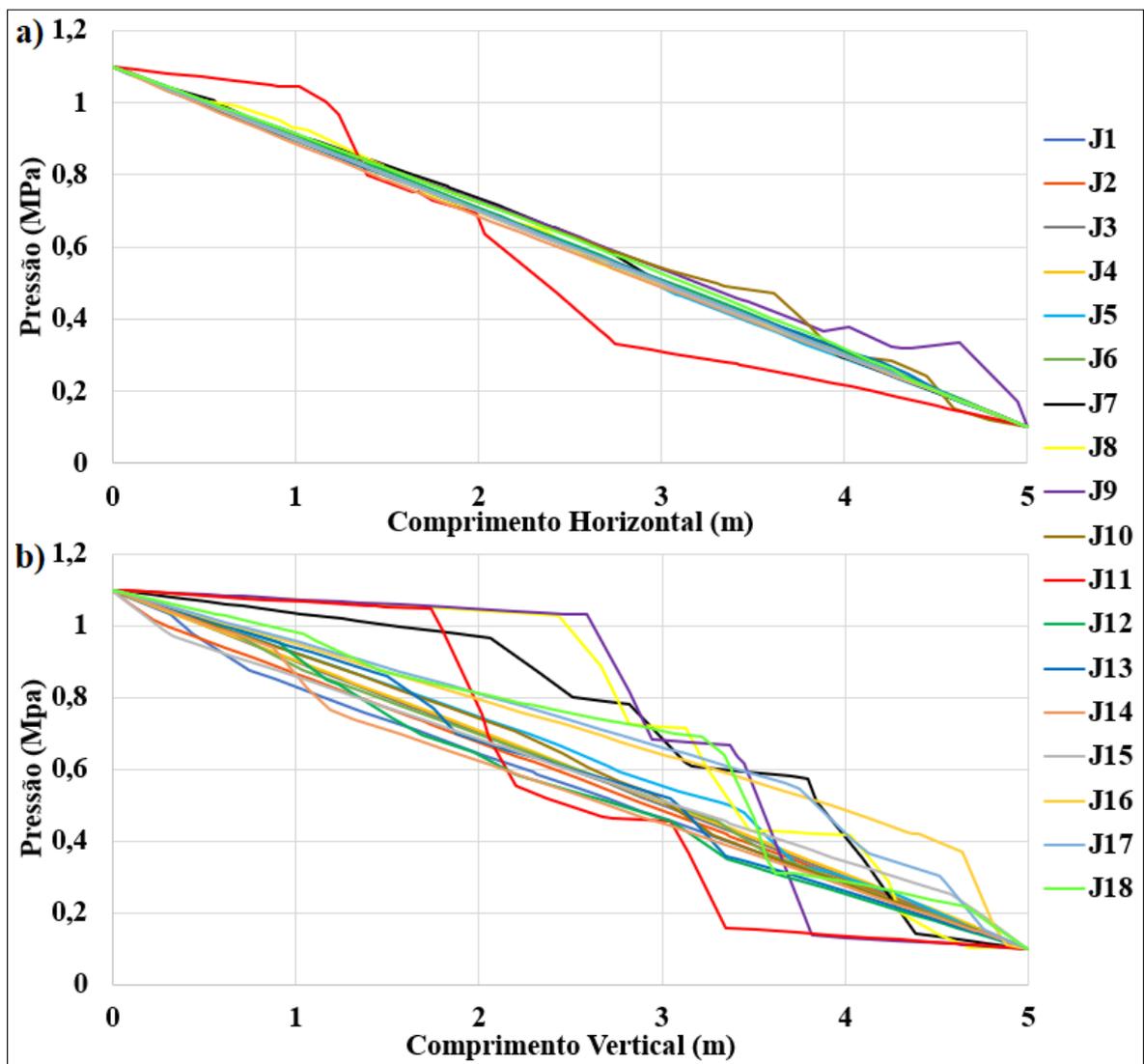
Fonte: A autora (2021).

Assim como nos gráficos da Figura 24, a Figura 28 mostra que para fluxo E-W, paralelo ao *trend* principal das bandas, as mesmas não promovem grandes efeitos no salto da pressão para a grande maioria das áreas analisadas. A exceção notória disso é a área J11, que possui algumas bandas do *trend* NE-SW, mais perpendiculares em relação à essa direção de escoamento, que são capturadas pelos resultados gráficos. Para o fluxo no sentido N-S, as curvas revelam que as áreas J7, J8, J9 e J11, pertencentes ao núcleo da zona de falha, são as que apresentam maior compartimentação do meio e maiores discontinuidades no campo de pressão.

Confrontando os gráficos da Figura 28 com os da Figura 24, percebe-se que a ordem de magnitude da razão entre os valores da permeabilidade da rocha e das bandas é um fator relevante no comportamento do fluxo. Quanto maior for essa ordem de magnitude, maiores são os impactos negativos das bandas de deformação para o escoamento, agindo como barreiras mais resistentes ao escoamento e compartimentando o domínio. Trabalhos mostram que os efeitos negativos no escoamento são mais significativos a partir do contraste entre permeabilidades na

ordem de 10^3 (e.g. Fossen e Bale (2007), Rotevatn *et al.* (2009), Zuluaga *et al.* (2016)). Isso é observado, por exemplo, para a área J11, na qual a razão entre K_R e K_b é a maior dentre as seções estudadas, na ordem de 10^3 , onde, tanto para fluxo na direção N-S como para fluxo na direção E-W, ocorreram consideráveis saltos de pressão e compartimentação do fluido na rocha devido às bandas de deformação.

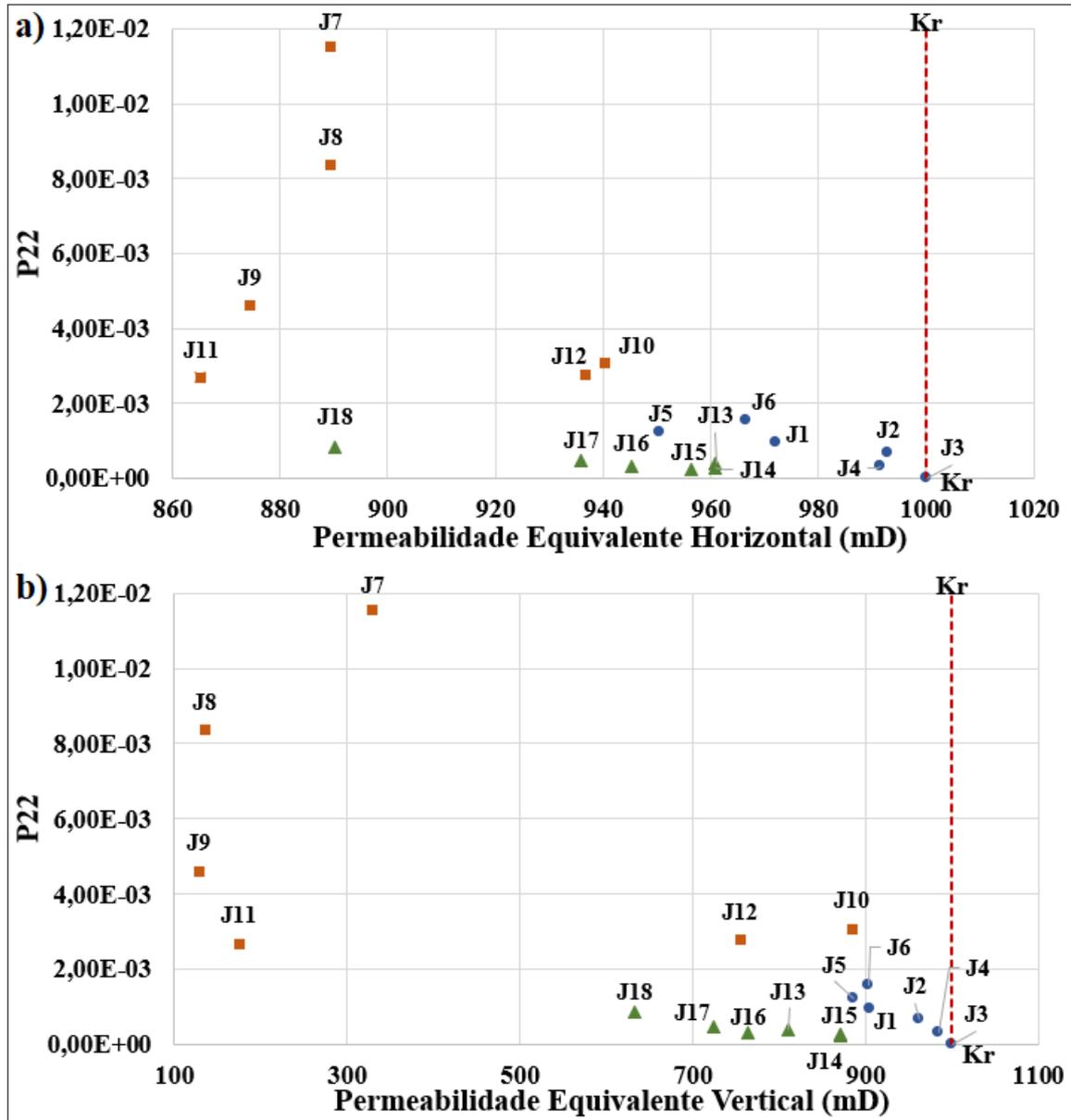
Figura 28 – Curvas da distribuição de pressão das áreas selecionadas do afloramento de Utah, utilizando $K_R = 1$ D, geradas a partir da simulação hidráulica com fluxo na direção: a) E-W; b) N-S.



Fonte: A autora (2021).

A Figura 29 mostra os gráficos de intensidade espacial de bandas de acordo com as permeabilidades equivalentes de cada área estudada e para cada direção de escoamento.

Figura 29 – Relação entre a Intensidade de bandas de deformação e as Permeabilidades equivalentes das áreas J1 à J18, utilizando $K_R = 1$ D, para fluxo: a) Horizontal; b) Vertical.



Fonte: A autora (2021).

Tal como as Figuras 25, 26 e 27, a Figura 29 expõe que, mesmo utilizando as mesmas permeabilidades de bandas e de rocha hospedeira em cada área estudada, a posição das bandas em relação ao fluxo é um fator de grande importância para a permeabilidade equivalente do meio. Os resultados para K_{eqx} são bem mais concentrados e próximos ao valor de K_R ao comparar com os resultados de K_{eqy} nos gráficos da Figura 29. A área J18, em especial, apresenta menor

permeabilidade equivalente horizontal, semelhante às demais áreas com maiores intensidade de banda e menores K_b , devido à existência de bandas do *trend* NE-SW, posicionadas de forma mais perpendicular à direção E-W, não captadas pela linha horizontal por onde as curvas de pressão da Figura 28 foram plotadas.

De forma geral, tanto para fluxo na direção E-W como na direção N-S, os resultados apresentados na Figura 29 mostram que as áreas com as menores permeabilidades de banda (J11 e J9), que possuem a razão entre K_R e K_b de 3 ordens de magnitude, e as áreas com maiores intensidades de banda (J7 e J8) são as regiões que obtiveram menores permeabilidades equivalentes. Isso corrobora o porquê dessas seções mostrarem maiores saltos de pressão e compartimentação do meio para escoamento N-S na Figura 28. Vale ainda citar que as seções J10 e J12, apesar de possuírem P22 maior que a maioria das janelas, estão entre as bandas de maior permeabilidade, com razão entre K_R e K_b em apenas 1 ordem de magnitude, fazendo com que seus resultados de permeabilidade equivalente sejam próximos às de áreas com P22 inferior.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma solução para a incorporação das descontinuidades geradas por bandas de deformação em problemas de simulação hidráulica. A utilização do Método dos Elementos Finitos via Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes permitiu incluir os efeitos de tais elementos deformacionais de pequena escala na modelagem numérica de problemas maiores para compreender como bandas de deformação podem afetar o escoamento de fluidos, sem a necessidade de utilizar malhas super refinadas e, portanto, com baixo custo computacional.

Com base nos resultados alcançados pelas simulações dos casos de verificação, dados pelos Cenários Sintéticos simples e pelo Cenário *Benchmark* de Flemisch *et al.* (2018), conclui-se que a abordagem ACDF é apta para simular modelos com bandas estreitas que se comportam como barreiras devido à sua menor permeabilidade em relação ao meio, fornecendo soluções adequadas em malhas de menor resolução. A metodologia mostrou-se eficiente para capturar os saltos de pressão resultantes das descontinuidades, que reduzem a permeabilidade equivalente dos casos modelados.

Assim, o método de descontinuidades fortes incorporadas foi utilizado para modelar devidamente as áreas de uma zona de falha no afloramento Utah, pertencente à Bacia Rio do Peixe. A partir dos casos de Utah foi possível melhor compreender os fatores que afetam o fluxo quando o meio poroso contém com bandas de deformação.

Nos casos de Utah, bem como nos casos de verificação, percebe-se que o posicionamento das bandas em relação à direção de fluxo possui impacto relevante na distribuição do campo de pressão e na permeabilidade equivalente do meio. As bandas de deformação tendem a compartimentar fluido na rocha caso o fluxo ocorra na direção normal a elas, gerando maiores saltos no campo de pressão. Nos cenários sintéticos, em particular, foi visto ainda que a continuidade lateral das bandas também é importante para que elas se comportem como barreiras devido à tendência do fluxo de contorná-las atravessando o meio contínuo com melhor capacidade de escoamento.

Além disso, outros fatores que impactaram o fluxo e o resultado de permeabilidade equivalente foram a valor da permeabilidade de banda e o seu contraste em relação à permeabilidade da rocha indeformada, bem como a intensidade espacial das bandas. Quanto menor for a permeabilidade de bandas, menor é a permeabilidade equivalente da área e maiores são os saltos no campo de pressão. Esse efeito é ainda mais expressivo quanto maior for a ordem

de magnitude da razão entre permeabilidade de banda e permeabilidade da rocha. Ademais, foi observado que existe uma tendência geral de que quanto maior for a intensidade de bandas, menor são os resultados de permeabilidade equivalente.

Por fim, pode-se afirmar que, dado o impacto observado nos modelos simulados, as bandas de deformação revelaram ser capazes de produzir efeitos negativos ao escoamento de fluidos, compartimentando o domínio e comportando-se como barreiras e defletores para o fluxo de fluidos.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Ampliar as áreas de estudo do afloramento de Utah, abrangendo uma região maior.
- Aumentar os modelos de 5 m x 5 m para dimensões maiores, tais como 10 m x 10 m, 15 m x 15 m e 30 m x 30 m, com finalidade de averiguar a utilização dos valores de permeabilidades equivalentes obtidos pelas simulações de domínios menores em modelos de maior escala, aplicando o processo de *upscaling*.
- Realizar a modelagem tridimensional das áreas de Utah, incluindo o parâmetro ângulo de mergulho das bandas nas simulações.
- Incluir bandas de deformação em problemas hidromecânicos.
- Desenvolvimento de *plugin* para cálculo das propriedades equivalentes, contribuindo para levar o comportamento equivalente à simulação de fluxo utilizando softwares comerciais.

REFERÊNCIAS

- AHMADOV, R.; AYDIN, A.; KARIMI-FARD, M.; DURLOFSKY, L. J. Permeability upscaling of fault zones in the Aztec Sandstone, Valley of Fire State Park, Nevada, with a focus on slip surfaces and slip bands. **Hydrogeology Journal**, v. 15, n. 7, p. 1239–1250, nov. 2007.
- AHMED, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**. 2. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2000.
- ALBUQUERQUE, J. P. T. **Inventário hidrogeológico básico do Nordeste**. Recife, 1970. 15 f. (Serie Hidrogeológica, 32).
- AMYX, J. W.; BASS, J. D. M.; WHITING, R. L. **Petroleum Reservoir Engineering: Physical properties**. USA: McGraw-Hill Book Company, 1960.
- ANTONELLINI, M.; AYDIN, A. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: Petrophysical properties. **The American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 78, n. 3, p. 355–377, 1994.
- ANTONELLINI, M. A.; AYDIN, A.; POLLARD, D. D. Microstructure of deformation bands in porous sandstones at arches national park, utah. **Journal of Structural Geology**, v. 16, n. 7, p. 941–959, 1994.
- ARAUJO, R.; BEZERRA, F.; NOGUEIRA, F.; BALSAMO, F.; CARVALHO, B.; SOUZA, J.; SANGLARD, J. C.; CASTRO, D.; MELO, A. Basement control on fault formation and deformation band damage zone evolution in the rio do peixe basin, brazil. **Tectonophysics**, v. 745, p. 117–131, 08 2018.
- AWDAL, A.; SURAMAIRY, R.; SINGH, K.; FABRE, G.; ALSOP, G. I. Deformation bands and their impact on fluid flow: Insights from geometrical modelling and multi-scale flow simulations in sandstones. **Journal of Structural Geology**, v. 141, p. 104215, 2020. ISSN 0191-8141.
- AYDIN, A. Small faults formed as deformation bands in sandstones. **Pure and Applied Geophysics**, v. 116, p. 913–930, 1978.
- AYDIN, A.; BORJA, R.; EICHHUBL, P. Geological and mathematical framework for failure modes in granular rocks. **Journal of Structural Geology**, v. 28, p. 83–98, 01 2006.
- AYDIN, A.; JOHNSON, A. M. Development of faults as zones of deformation bands and as slip surfaces in sandstone. **Pure and Applied Geophysics**, v. 116, p. 931–942, 1978.
- AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. London: Applied Science Publishers, 1979.
- 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, 2015. ISSN 0191-8141.
- BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: American Elsevier Publishing Company, 1988. v. 6.
- BENSE, V.; GLEESON, T.; LOVELESS, S.; BOUR, O.; SCIBEK, J. Fault zone hydrogeology. **Earth-Science Reviews**, v. 127, p. 171–192, 10 2013.

BERNARD, X. D.; EICHHUBL, P. Dilation bands: A new form of localized failure in granular media. **Geophysical Research Letters**, v. 29, p. 2176, 12 2002.

BESERRA, L.; GUIMARAES, L.; MANZOLI, O. Modelling of fluid flow in hydrocarbon reservoirs crossed by sealing faults using finite elements with embedded discontinuities in pressure field. In: . [S.l.: s.n.], 2014.

BESERRA, L. B. de S. **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico via Elementos Finitos com Descontinuidades Fortes Incorporadas**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

BRAATHEN, A.; TVERANGER, J.; FOSSEN, H.; SKAR, T.; CARDOZO, N.; SEMSHAUG, S.; BASTESSEN, E.; SVERDRUP, E. Fault facies and its application to sandstone reservoir. **Aapg Bulletin - AAPG BULL**, v. 93, p. 891–917, 07 2009.

BRASIL. Diário oficial da união, seção 3: Aviso de homologação e adjudicação. Brasília, DF, 2007. ISSN 1677-7069. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/Diario_oficial/homologacao_Nona_Rodada.pdf>. Acesso em: 2021-05-15.

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

CASTRO, D.; OLIVEIRA, D. de; BRANCO, M. C. On the tectonics of the neocomian rio do peixe rift basin, ne brazil: Lessons from gravity, magnetics, and radiometric data. **Journal of South American Earth Sciences - J S AMER EARTH SCI**, v. 24, p. 184–202, 09 2007.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media**. [S.l.]: Applied Science Publishers, 2006.

CHOI, J.-H.; EDWARDS, P.; KO, K.; KIM, Y.-S. Definition and classification of fault damage zones: A review and a new methodological approach. **Earth-Science Reviews**, v. 152, p. 70–87, 2016. ISSN 0012-8252.

Interpretation of fracture spacing and intensity, All Days de **U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**, (U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, All Days). ARMA-92-0757.

DURLOFSKY, L. J. Upscaling of geocellular models for reservoir flow simulation: A review of recent progress. In: **7 th International Forum on Reservoir Simulation**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 23–27.

DURLOFSKY, L. J. Upscaling and gridding of fine scale geological models for flow simulation. In: **In: Paper Presented at the 8th International Forum on Reservoir Simulation, Iles Borromees, Stresa**. [S.l.: s.n.], 2005.

EDWARDS, H. E.; BECKER, A. D.; HOWELL, J. A. Compartmentalization of an aeolian sandstone by structural heterogeneities: Permo-triassic hopeman sandstone, moray firth, scotland. **Characterization of Fluvial and Aeolian Reservoirs, Geological Society Special Publication**, n. 73, p. 339–365, 1993.

EICHHUBL, P.; TAYLOR, W.; POLLARD, D.; AYDIN, A. Paleo-fluid flow and deformation in the aztec sandstone at the valley of fire, nevada—evidence for the coupling of hydrogeologic, diagenetic, and tectonic processes. **Geological Society of America Bulletin - GEOL SOC AMER BULL**, v. 116, p. 1120–1136, 09 2004.

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, 09 2013.

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, p. 60–79, 07 2013.

FAULKNER, D.; JACKSON, C.; LUNN, R.; SCHLISCHE, R.; SHIPTON, Z.; WIBBERLEY, C.; WITHJACK, M. A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones. **Journal of Structural Geology**, v. 32, p. 1557–1575, 11 2010.

FILHO, J. M.; CARVALHO, I.; AZEVEDO, D. Aspectos geoquímicos do Óleo da bacia de Sousa (cretáceo inferior), nordeste do Brasil: Contexto geológico. **Geociências**, v. 25, p. 91–98, 01 2006.

FISHER, Q.; KNIPE, R. The permeability of faults within siliclastic petroleum reservoirs of the north sea and norwegian continental shelf. **Marine and Petroleum Geology**, v. 18, p. 1063–1081, 12 2001.

FLEMISCH, B.; BERRE, I.; BOON, W.; FUMAGALLI, A.; SCHWENCK, N.; SCOTTI, A.; STEFANSSON, I.; TATOMIR, A. Benchmarks for single-phase flow in fractured porous media. **Advances in Water Resources**, v. 111, p. 239–258, 2018. ISSN 0309-1708.

FLORES, P. V. P. **Crustal paleo-stress and permeability in a strike-slip setting : insights from the southern volcanic zone (30 – 39°)**. Tese (Doutorado) — Pontificia Universidad Católica de Chile School of Engineering, Santiago, 2017.

FONTES, C. Q. **Nona Rodada de Licitações: Bacia do Rio do Peixe**. 2020. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1/9-rodada-de-licitacao-de-blocos/seminarios>>. Acesso em: 20 dezembro 2020.

FOSSSEN, H. **Structural Geology**. New York: Cambridge University Press, 2010. ISBN 9780521516648.

FOSSSEN, H.; BALE, A. Deformation bands and their influence on fluid flow. **Aapg Bulletin - AAPG BULL**, v. 91, p. 1685–1700, 12 2007.

FOSSSEN, H.; HESTHAMMER, J. Geometric analysis and scaling relations of deformation bands in porous sandstone. **Journal of Structural Geology**, v. 19, n. 12, p. 1479–1493, 1997.

FOSSSEN, H.; SCHULTZ, R.; SHIPTON, Z.; MAIR, K. Deformation bands in sandstone: A review. **Journal of the Geological Society**, v. 164, 07 2007.

FOSSSEN, H.; SCHULTZ, R.; TORABI, A. Conditions and implications for compaction band formation in the Navajo sandstone, Utah. **Journal of Structural Geology**, v. 33, p. 1477–1490, 10 2011.

FOSSSEN, H.; SOLIVA, R.; BALLAS, G.; TRZASKOS, B.; CAVALCANTE, C.; SCHULTZ, R. A review of deformation bands in reservoir sandstones: Geometries, mechanisms and distribution. **Geological Society London Special Publications**, v. 459, p. 25 p., 04 2017.

FRANCOLIN, J.; COBBOLD, P.; 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. ISSN 0191-8141.

GALVAO, M. S.; BARROSO, E.; LEÃO, M. Fault zones control on permeability of poorly lithified sandstone. In: . Seattle: 52nd US Rock Mechanics and Geomechanics Symposium, 2018.

GESTEIRA, F. **Grupo investe no Sertão em busca de petróleo**. 2011. Disponível em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-desiste-de-rio-do-peixe/>>. Acesso em: 2021-05-15.

GIBSON, R. G. Fault-zone seals in siliciclastic strata of the columbus basin, offshore trinidad. **AAPG Bulletin**, v. 78, n. 9, 9 1994.

GIBSON, R. G. Physical character and fluid-flow properties of sandstone-derived fault zones. **Structural Geology in Reservoir Characterization**, p. 83–97, 1998.

GUIMARÃES, L. N.; GENS, A.; OLIVELLA, S. Coupled thermo-hydronechanical and chemical analysis of expansive clay subjected to heating and hydration. **Transport in Porous Media**, v. 66, p. 341–372, 2007.

HESTHAMMER, J.; FOSSEN, H. Structural core analysis from the gullfaks area, northern north sea. **Marine and Petroleum Geology**, v. 18, p. 411–439, 03 2001.

HEYNEKAMP, M. R.; GOODWIN, L. B.; MOZLEY, P. S.; HANEBERG, W. C. **Faults and Subsurface Fluid Flow in the Shallow Crust**. United Kingdom: Geophysical Monograph Series, 1999. v. 113. 27-49 p.

JOLLEY, S.; FISHER, Q.; AINSWORTH, R. Reservoir compartmentalization: An introduction. **Geological Society of London Special Publications**, v. 347, p. 1–8, 11 2010.

KARIMI-FARD, M.; DURLOFSKY, L.; AZIZ, K. An efficient discrete fracture model applicable for general purpose reservoir simulators. In: **Proceedings of the SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.: s.n.], 2003.

KHOEI, A.; MOALLEMI, S.; HAGHIGHAT, E. Thermo-hydro-mechanical modeling of impermeable discontinuity in saturated porous media with x–fem technique. **Engineering Fracture Mechanics**, v. 96, 12 2012.

KNIFE, R.; FISHER, Q.; JONES, G.; CLENNELL, M.; FARMER, A.; HARRISON, A.; KIDD, B.; MCAILISTER, E.; PORTER, J.; WHITE, E. Fault seal analysis: successful methodologies, application and future directions. **Norwegian Petroleum Society Special Publication**, v. 7, p. 15–40, 1997.

KOLYUKHIN, D.; SCHUELLER, S.; ESPEDAL, M.; FOSSEN, H. Deformation band populations in fault damage zone – impact on fluid flow. **Computational Geosciences**, v. 14, p. 231–248, 03 2010.

KURZ, W.; IMBER, J.; WIBBERLEY, C.; HOLDSWORTH, R.; COLLETTINI, C. The internal structure of fault zones: Fluid flow and mechanical properties. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 299, p. 1–3, 01 2008.

LEVEILLE, G. P.; KNIPE, R.; MORE, C.; ELLIS, D.; DUDLEY, G.; JONES, G.; FISHER, Q. J.; ALLINSON, G. Compartmentalization of rotliegendes gas reservoirs by sealing faults, jupiter fields area, southern north sea. **Petroleum Geology of the Southern North Sea: Future Potential, Geological Society Special Publication**, n. 12, p. 87–104, 1997.

LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J.; ROMEU, R. K. Aplicação da transferência de escala na caracterização de reservatórios – influência da permeabilidade absoluta equivalente na simulação numérica de escoamento. In: **Anais do XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica**. Uberlândia: [s.n.], 2001.

LIMA, M. R. de; COELHO, M. de Pompéia Corrêa de A. Estudo palinológico da sondagem estatigráfica de lagoa do forno, bacia do rio do peixe, cretáceo do nordeste do brasil. **Boletim IG-USP: Série Científica**, v. 18, 1987.

MANZOLI, O.; SHING, P. A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements. **Elsevier**, v. 84, p. 742–757, 04 2006.

MATOS, R. Darros de. The northeast brazilian rift system. **Tectonics**, v. 11, p. 766–791, 08 1992.

MATTHAI, S. K.; AYDIN, A.; POLLARD, D. D.; ROBERTS, S. G. Numerical simulation of departures from radial drawdown in a faulted sandstone reservoir with joints and deformation bands. **Geological Society Special Publications**, v. 147, n. 1, p. 67–83, 1998.

MCGRATH, A. G.; DAVISON, I. Damage zone geometry around fault tips. **Journal of Structural Geology**, v. 17, n. 7, p. 1011 – 1024, 1995. ISSN 0191-8141.

MELO, D. A. F. de. **Metodologia Numérica para Obtenção das Propriedades Equivalentes de Reservatórios Naturalmente Fraturados Utilizando Elementos Finitos com Descontinuidades Incorporadas**. Dissertação (Dissertação) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2019.

MOLLEMA, P.; ANTONELLINI, M. Compaction bands: a structural analog for anti-mode I cracks in aeolian sandstone. **Tectonophysics**, p. 209–228, 1996.

NICCHIO, M.; NOGUEIRA, F.; BALSAMO, F.; SOUZA, J.; CARVALHO, B.; BEZERRA, F. 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, 12 2017.

NOGUEIRA, F.; MARQUES, F.; BEZERRA, F.; CASTRO, D.; FUCK, R. Cretaceous intracontinental rifting and post-rift inversion in ne brazil: Insights from the rio do peixe basin. **Tectonophysics**, v. 644-645, 01 2015.

OLIVELLA, S.; CARRERA J. AND GENS, A.; ALONSO, E. E. Numerical formulation for a simulator (code_bright) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations**, v. 13, n. 7, p. 87–112, 1996.

OLSSON, W.; LORENZ, J.; COOPER, S. A mechanical model for multiply-oriented conjugate deformation bands. **Journal of Structural Geology**, v. 26, p. 325–338, 02 2004.

ORTEGA, O.; MARRETT, R.; LAUBACH, S. A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. **Aapg Bulletin - AAPG BULL**, v. 90, p. 193–208, 02 2006.

PEACEMAN, D. W. **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**. New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1977. v. 6.

PITTMAN, E. D. Effect of fault-related granulation on porosity and permeability of quartz sandstones, simpson group (ordovician), oklahoma. **The American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 65, p. 2381–2387, 1981.

PONTES, C.; NOGUEIRA, F.; BEZERRA, F.; BALSAMO, F.; MIRANDA, T.; NICCHIO, M.; SOUZA, J.; CARVALHO, B. 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, p. 153–163, 01 2019.

QU, D.; TVERANGER, J. Incorporation of deformation band fault damage zones in reservoir models. **AAPG Bulletin**, v. 100, p. 423–443, 03 2016.

QU, D.; TVERANGER, J.; FACHRI, M. Influence of deformation-band fault damage zone on reservoir performance. **Interpretation**, v. 5, p. 1–47, 05 2017.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

ROTEVATN, A.; FOSSMARK, H.; BASTESSEN, 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, 07 2016.

ROTEVATN, A.; SANDVE, T. H.; KEILEGAVLEN, E.; KOLYUKHIN, D.; FOSSEN, H. Deformation bands and their impact on fluid flow in sandstone reservoirs: The role of natural thickness variations. **Geofluids**, v. 13, p. 13, 08 2013.

ROTEVATN, A.; TVERANGER, J.; HOWELL, J.; 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, p. 45–58, 02 2009.

SAEVIK, P. N.; NIXON, C. W. Inclusion of topological measurements into analytic estimates of effective permeability in fractured media. **Water Resources Research**, v. 53, n. 11, p. 9424–9443, 2017.

SAMPLE, J.; WOODS, S.; BENDER, E.; LOVEALL, M. Relationship between deformation bands and petroleum migration in an exhumed reservoir rock, los angeles basin, california, usa. **Geofluids**, v. 6, p. 105 – 112, 03 2006.

SANTOS, R. F. V. C. **Análise Estatística de Parâmetros de Sistemas Fraturadas Aplicadas à Modelagem e Simulação de Fluxo**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

SCHUELLER, S.; BRAATHEN, A.; FOSSEN, H.; TVERANGER, J. Spatial distribution of deformation bands in damage zones of extensional faults in porous sandstones: Statistical analysis of field data. **Journal of Structural Geology**, v. 52, p. 148–162, 07 2013.

SENANT, J.; POPOFF, M. Early cretaceous extension in northeast brazil related to the south atlantic opening. **Tectonophysics**, v. 198, n. 1, p. 35–46, 1991. ISSN 0040-1951.

SIBSON, R. Fault rock s and fault mechanisms. **Geol Soc Lond J**, v. 133, p. 191–231, 01 1977.

SILVA, J. P.; GOMES, I. F.; SANTOS, R. F. V. C.; MIRANDA, T. S. de; GUEDES, R. P.; BARBOSA, J. A.; GUIMARÃES, E. X.; BESERRA, L. B.; GUIMARÃES, L. J. do N. Topological analysis of fracture networks integrated with flow simulation models for equivalent fracture permeability estimation. **Journal of Structural Geology**, v. 147, p. 104338, 2021. ISSN 0191-8141.

SOLENG, H.; SYVERSVEEN, A.; SKORSTAD, A.; RØE, P.; TVERANGER, J. Flow through inhomogeneous fault zones. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 4, 11 2007.

SOUZA, D.; NOGUEIRA, F.; VASCONCELOS, D.; TORABI, A.; SOUZA, J.; NICCHIO, M.; PEREZ, Y.; 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, p. 104315, 03 2021.

SOUZA, F. M. de. **Caracterização de Estruturas Rúpteis e Impactos na Simulação de Fluxo em Arenitos da Bacia Rio do Peixe**. Dissertação (Dissertação) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016.

STERNLOF, K.; KARIMI-FARD, M.; POLLARD, D.; DURLOFSKY, L. Flow and transport effects of compaction bands in sandstone at scales relevant to aquifer and reservoir management. **Water Resources Research - WATER RESOUR RES**, v. 42, 07 2006.

SYVERSVEEN, A.; SKORSTAD, A.; SOLENG, H.; RØE, P.; TVERANGER, J. Facies modelling in fault zones. In: . [S.l.: s.n.], 2006.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C.; FAIRCHILD, T.; TAIOLI, F. **Decifrando a Terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 2001. ISBN 8586238147.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. ISBN 8571930465.

TORABI, A. Heterogeneity within deformation bands in sandstone reservoirs. **46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium**, v. 3, p. 1997–2003, 01 2012.

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, 01 2005.

TVERANGER, J.; SKAR, T.; BRAATHEN, A. Incorporation of fault zones as volumes in reservoir models. **Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata**, v. 45, p. 316–318, 01 2004.

WONG, T. fong; DAVID, C.; ZHU, W. The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstone: Mechanical deformation. **Journal of Geophysical Research**, v. 102, p. 3009–3025, 1997.

ZEYNALOV, G.; ALKHASLI, S.; SHAHTAKHTINSKIY, A. Outcrop analogue study of deformation bands and their impact on rock properties of the productive series in south caspian basin. In: . [S.l.: s.n.], 2017.

ZHAO, G.; JOHNSON, A. M. Sequential and incremental formation of conjugate sets of faults. **Journal of Structural Geology**, n. 8, p. 339–365, 1993.

ZULUAGA, L. F.; ROTEVATN, A.; KEILEGAVLEN, E.; FOSSEN, H. The effect of deformation bands on simulated fluid flow within fault-propagation fold trap types: Lessons from the San Rafael monocline, Utah. **AAPG Bulletin**, v. 100, n. 10, p. 1523–1540, 10 2016. ISSN 0149-1423.