

## Fluid Flow Simulation in Porus Media with Deformation Bands

Ádria Tavares Leite Silva<sup>1</sup>, Igor Fernandes Gomes<sup>1</sup>, Leila Brunet de Sá Beserra<sup>1</sup>, Franklyn Macedo de Souza<sup>1</sup>, Francisco César Costa Nogueira<sup>2</sup>, Leonardo José do Nascimento Guimarães<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Dept. of Civil Engineering, Federal University of Pernambuco  
Av. Prof. Moraes Rego, 1235, 50670-901, Pernambuco, Brazil  
adria.tavares@ufpe.com, igoferf81@gmail.com, leila.brunet@ufpe.br, franklyn.msouza@gmail.com,  
leonardo@ufpe.br*

<sup>2</sup>*Academic Unit of Petroleum Engineering, Federal University of Campina Grande  
R. Aprígio Veloso, 882, 58428-830, Paraíba, Brazil  
cezar@uaepetro.ufcg.edu.br*

**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 reservoir simulation is associated with high computational cost when deformation band explicit discretization is needed. As an alternative, this work proposes to incorporate this discontinuity in an implicitly way using finite element method with embedded discontinuities. This method was tested in synthetic scenarios with different configurations of position, permeability values and number of deformation bands in order to analyze the effects of them on equivalent permeability and pressure distribution. The adopted approach was able to capture the resulting pressure field discontinuity. Furthermore, in the shown cases it was observed that deformation bands were able to compartmentalize the domain, behaving as barriers to the fluid flow.

**Keywords:** Deformation bands, Fluid Flow, Equivalent Permeability

### 1 Introdução

Zonas de falhas são reconhecidas por exercerem um grande papel no aprisionamento do petróleo em rochas reservatórios. Devido ao processo de desenvolvimento dessas zonas, elas podem ser classificadas em duas regiões: o núcleo da falha, onde se encontra a maior parte da deformação e do deslocamento rochoso, e a zona de dano adjacente a esta, que possui estruturas de menor escala [1]. Dependendo do tipo de rocha e do estado de tensão submetido, diversas estruturas podem ser formadas na zona de dano. Dentre as estruturas de dano geradas em rochas mais porosas, uma das mais comuns são as bandas de deformação [2, 3].

Bandas de deformação são estruturas tabulares e estreitas, de espessura milimétricas a centimétricas e de comprimentos que chegam a centenas de metros. Elas são desenvolvidas quando rochas porosas, como arenitos, são submetidas a tensões localizadas, levando-as a falha por cisalhamento, podendo apresentar dilatação ou compactação [4–6]. As bandas de deformação são formadas a partir da reorganização do material que a compõe em virtude do fraturamento, rotação e deslizamento de seus grãos, ao sofrerem deformação rúptil [7, 8]. Esse rearranjo de material rochoso tende a colapsar os poros da formação e diminuir a porosidade e a permeabilidade da faixa deformacional em várias ordens de magnitude em comparação à rocha hospedeira [9–11].

Dessa forma, bandas de deformação podem causar variações no comportamento do escoamento padrão de fluidos através de rochas reservatório, atuando como barreiras, compartimentalizando a rocha, ou como defletores do fluxo [12, 13]. Apesar disso, elas não costumam a ser incorporadas na simulação hidráulica de reservatórios devido ao custo computacional para explicitar estruturas de pequena escala em modelos maiores, sendo necessário buscar formas alternativas para a sua discretização no domínio [2, 14].

Uma alternativa para tratar a discretização excessiva da malha é utilizar a técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidade Fortes aplicada ao problema de fluxo [15] para incorporar as bandas de deformação nos elementos finitos da malha, esta técnica permite representar os efeitos dessas heterogeneidades na distribuição do campo de

pressão e na permeabilidade equivalente dos cenários simulados.

## 2 Método Numérico

Considera-se escoamento monofásico de fluido levemente compressível através de um meio poroso e rígido, em um domínio bidimensional. A equação da conservação de massa e a equação da Lei de Darcy formam o sistema de equações diferenciais básicas que governam o problema de fluxo [16, 17], sendo dadas, respectivamente, por:

$$\phi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0. \tag{1}$$

$$\mathbf{q} = -\frac{1}{\mu} \mathbf{K} \nabla p. \tag{2}$$

onde  $\phi$  é a porosidade do meio,  $\rho_f$  é a densidade do fluido e  $\mathbf{q}$  é a velocidade aparente de Darcy,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica,  $\mathbf{K}$  é o tensor de permeabilidade e  $\nabla p$  é o gradiente da pressão de fluido.

Tendo em vista que as bandas de deformação impõe descontinuidades no campo de pressão, posto que essas estruturas de pequena espessura possuem menor permeabilidade em relação ao material que atravessam, foi utilizado a formulação proposta por Beserra et al. [15] para lidar com os saltos que ocorrem na pressão. Trata-se de uma adaptação da técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF), formulado por Manzoli and Shing [18], para o problema hidráulico através de meios porosos.

Nessa abordagem, a banda de deformação é incorporada na malha de elementos finitos. O método parte da decomposição do gradiente do campo de pressão (em componentes associadas à pressão no meio contínuo e ao salto de pressão) e da admissão da continuidade do fluxo de Darcy na interface da descontinuidade. Assim, é possível calcular o salto da pressão de fluido e definir um tensor de permeabilidade efetiva para os elementos com banda de deformação introduzida, incorporando o efeito da descontinuidade na formulação do fluxo. Essa forma de discretização dispensa o uso de malhas extremamente refinadas, que seriam necessárias ao utilizar o Método de Elementos Finitos (MEF) convencional para explicitar as bandas, e de utilizar elementos especiais de interface discretos, por exemplo.

## 3 Cenários Modelados

Os problemas simulados são 2D e suas geometrias e condições de contorno estão apresentadas na Figura 1. Todos os cenários foram simulados para escoamento na direção horizontal e na direção vertical, seguindo os sentidos mostrados nos casos A e B da Figura 1. Foi aplicado uma diferença de pressão de fluido 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 a banda de deformação descontínua, de permeabilidade  $K_b$  e espessura de 0.1 m. Nos cenários B e D, existe ainda um segundo material contínuo entre as bandas de deformação de espessura  $d = 0.50$  m, com permeabilidade  $K_{eb}$ . Nos casos C e D as bandas não possuem continuidade lateral, sendo  $l = 3$  m. Os valores de permeabilidade utilizados encontram-se na Tabela 1.

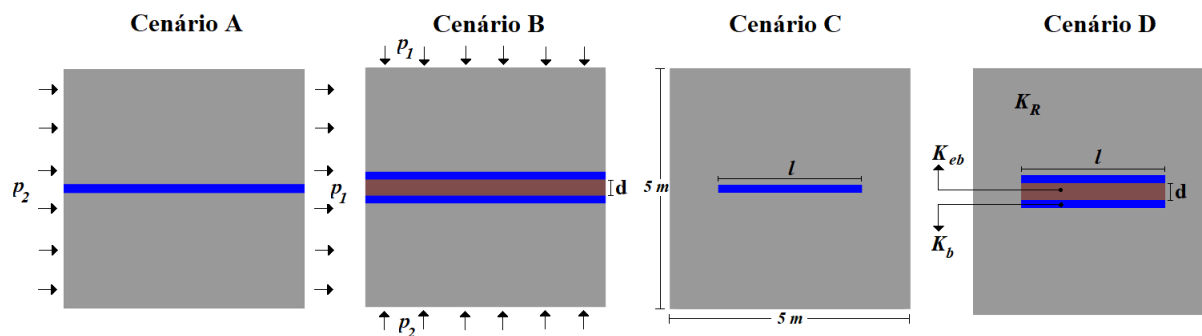


Figura 1. Domínio e condições de contorno hidráulicas dos cenários simulados

Tabela 1. Permeabilidades utilizadas nos materiais dos cenários simulados.

$K_R$ (D)	$K_{eb}$ (D)	$K_b$ (D)			
3.00	1.25	0.05	0.06	0.17	0.2

Os cenários foram simulados utilizando o código in-house de elementos finitos CODE\_BRIGHT (*COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport*) [19], programa capaz de resolver problemas mecânicos, hidráulicos, térmicos e químicos, de forma acoplada ou não, em meios porosos. Foram adotados malhas de elementos não estruturadas com elemento triangular linear. Para aplicar a abordagem ACDF, foi realizado um estudo de malha, considerando uma malha grossa (68 nós e 108 elementos) e uma 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 bem refinada (324 nós e 582 elementos) para aplicar a metodologia convencional do Método de Elementos Finitos (MEF).

A permeabilidade equivalente de cada cenário é determinada quando a simulação chega a fase estacionária. Após término da simulação, é calculado a vazão total que ocorreu nos nós à jusante da direção do fluxo e aplica-se tal valor na Lei de Darcy, eq. (2), para obter a permeabilidade do caso simulado. As permeabilidades equivalentes são chamadas de  $K_{eqx}$ , para os casos em que o fluxo ocorreu na direção horizontal, e  $K_{eqy}$  os casos em que o fluxo ocorreu na direção vertical.

## 4 Resultados e Discussões

### 4.1 Análise da Distribuição de Pressão

Para cada cenário, foi selecionado um caso, utilizando permeabilidade  $K_b = 0,050$  D e uma malha específica, para expor os resultados da distribuição do campo de pressão após a simulação atingir a fase estacionária. A Figura 2 apresenta os cenários para as direções de escoamento horizontal e vertical.

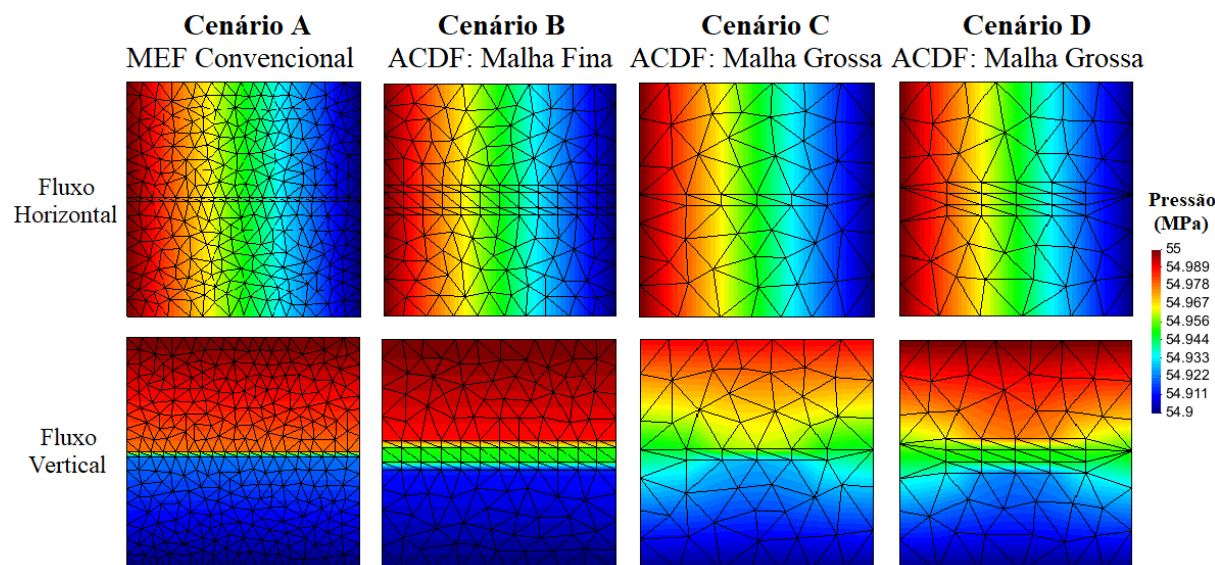


Figura 2. Distribuição do campo de pressão dos cenários com permeabilidade  $K_b = 0,050$  D para as direções de fluxo horizontal e vertical, conforme indicado

Analisando a Figura 2, é notório que a banda de deformação pouco influenciou na distribuição de pressão dos casos apresentados quando o fluxo ocorre paralelamente a direção da banda. Para o escoamento na direção vertical, as bandas promovem compartimentação da rocha, comportando-se como barreiras ao escoamento, sendo mais expressivo para os casos A e B que possuem continuidade lateral ao longo de todo o comprimento horizontal.

Na figura 3 é mostrado as curvas de pressão dos casos apresentados na Figura 2 para o fluxo vertical. A partir dela, é possível perceber os saltos que ocorrem no campo de pressão devido à presença das bandas. Observa-se que a queda de pressão ocorre de forma mais acentuada para os cenários C e D e seus saltos na distribuição de pressão são relativamente mais curtos em relação aos saltos dos casos A e B. Isto ocorre devido às bandas de deformação de tais cenários não serem contínuas lateralmente, diminuindo a efetividade das bandas de impedir o fluxo, tendendo a contorná-las.

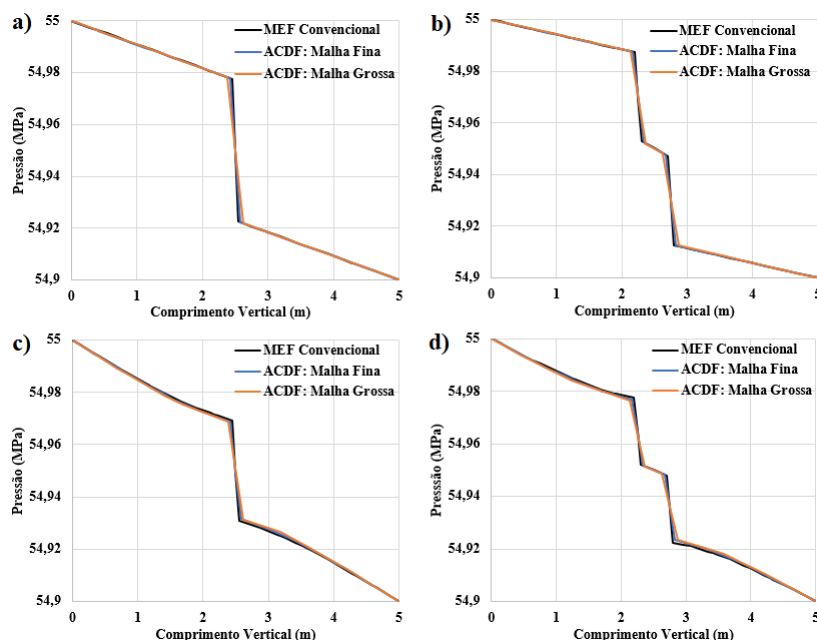


Figura 3. Curvas da distribuição de pressão ao longo do comprimento vertical das simulações para os casos em que  $K_b = 0,050 D$  e a direção do fluxo é vertical: a) Cenário A; b) Cenário B; c) Cenário C; d) Cenário D

Além disso, é válido ressaltar que os resultados mostram que a abordagem ACDF foi capaz de capturar a descontinuidade da distribuição de pressão devidamente. As curvas da Figura 3 revelam que não há grandes diferenças entre os resultados obtidos por meio do MEF convencional e da técnica ACDF, mesmo utilizando uma malha mais grosseira.

## 4.2 Análise de Permeabilidade Equivalente

De acordo com Amyx et al. [20], para sistemas simples que possuem camadas de rochas sobrepostas com diferentes permeabilidades, é possível obter a permeabilidade equivalente analiticamente conforme a direção do fluxo. Kolyukhin et al. [21] mostram que tal cálculo analítico 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 são apresentados juntamente aos resultados da solução analítica na Tabela 2.

Nas simulações em que o fluxo ocorre paralelamente as bandas de deformação, os valores de  $K_{eqx}$  obtidos na solução analítica e na solução do MEF convencional, exibidos na Tabela 2, 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 a banda menos permeável ( $K_b = 0,050 D$ ) é mínima e consideravelmente próxima à permeabilidade 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 com permeabilidade menor que o valor da matriz e com uma espessura relevante. As permeabilidades equivalentes  $K_{eqx}$  são constantes nas simulações que utilizam a abordagem ACDF, pois este método é incapaz de capturar a descontinuidade que se posiciona tangencialmente à direção do fluxo.

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 2 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 aumentam.

Tabela 2. Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os casos A e B, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação

Cenários	$K_b$ (D)	Solução Analítica		MEF Convencional		ACDF-Malha Fina		ACDF-Malha Grossa	
		$K_{eqx}$	$K_{eqy}$	$K_{eqx}$	$K_{eqy}$	$K_{eqx}$	$K_{eqy}$	$K_{eqx}$	$K_{eqy}$
A	0,050	2,9410	1,3761	2,9413	1,3763	3,0003	1,3762	3,0003	1,3762
	0,060	2,9412	1,5152	2,9415	1,5153	3,0003	1,5152	3,0003	1,5152
	0,170	2,9434	2,2507	2,9437	2,2509	3,0003	2,2508	3,0003	2,2508
	0,200	2,9440	2,3438	2,9443	2,3440	3,0003	2,3439	3,0003	2,3439
B	0,050	2,7070	0,8571	2,7425	0,8643	2,8815	0,8684	2,9094	0,8740
	0,060	2,7074	0,9677	2,7429	0,9768	2,8815	0,9821	2,9094	0,9893
	0,170	2,7118	1,6612	2,7473	1,6881	2,8815	1,704	2,9094	1,7259
	0,200	2,7130	1,7647	2,7485	1,795	2,8815	1,8131	2,9094	1,8378

Definindo a solução analítica como solução de referência, a Figura 4 mostra o erro percentual das soluções numéricas empregadas.

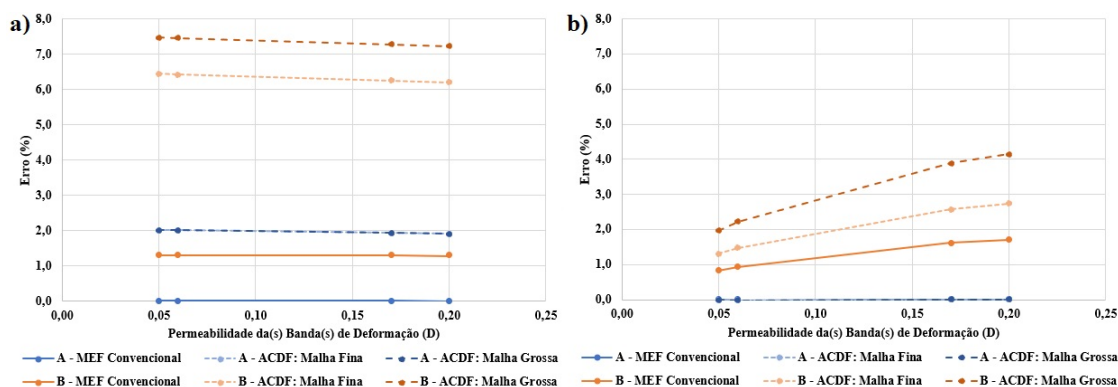


Figura 4. Erro percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários A e B em relação à solução analítica: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical

Analisando a Figura 4, é observado que o erro da permeabilidade equivalente determinada na direção horizontal é superior que o da direção vertical, sendo maior para os valores obtidos via ACDF, dado que as descontinuidades não são capturadas. Para o caso A, o erro obtido mediante a metodologia ACDF usando malha grosseira e malha mais refinada são coincidentes em cada direção 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 de elemento diminuir o espaço correto para introduzir um material entre bandas de menor permeabilidade.

Percebe-se ainda que a permeabilidade equivalente, para ambas direções de fluxo, dada a partir da simulação pelo MEF convencional é mais precisa que os resultados obtidos utilizando a abordagem ACDF para os cenários apresentados, sendo o erro nulo para o caso A. Dessa forma, é admitido que a solução a partir do MEF convencional é uma boa solução de referência.

Os resultados de permeabilidade equivalente para os cenários C e D, adquiridos por meio de soluções numéricas, são apresentados na Tabela 3. A partir dos valores de permeabilidade dos cenários C e D nesta Tabela, é possível observar o efeito da continuidade lateral das bandas de deformação em um modelo. Nestes cenários, a permeabilidade equivalente medida na direção horizontal  $K_{eqx}$  se aproxima da permeabilidade do material contínuo, assim como nos casos A e B. Já para a direção vertical, os resultados de  $K_{eqy}$  também apresentam valores reduzidos, porém estes 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.

Tabela 3. Permeabilidades equivalentes (em Darcy) obtidas para os casos C e D, usando diferentes valores de permeabilidade para as bandas de deformação

Cenários	$K_b$ (D)	MEF Convencional		ACDF-Malha Fina		ACDF-Malha Grossa	
		$K_{eqx}$	$K_{eqy}$	$K_{eqx}$	$K_{eqy}$	$K_{eqx}$	$K_{eqy}$
C	0,050	2,9637	2,4567	3,0003	2,4871	3,0003	2,5153
	0,060	2,9639	2,4860	3,0003	2,5134	3,0003	2,5395
	0,170	2,9653	2,6811	3,0003	2,6921	3,0003	2,7053
	0,200	2,9656	2,7121	3,0003	2,7211	3,0003	2,7324
D	0,050	2,8268	2,2056	2,9249	2,2376	2,9436	2,2637
	0,060	2,8272	2,2327	2,9249	2,2628	2,9436	2,2880
	0,170	2,8307	2,431	2,925	2,4506	2,9436	2,4718
	0,200	2,8316	2,4656	2,925	2,4842	2,9437	2,5051

Definindo a solução obtida a partir do MEF convencional como solução de referência, a Figura 5 apresenta o erro percentual dos resultados alcançados pela técnica ACDF.

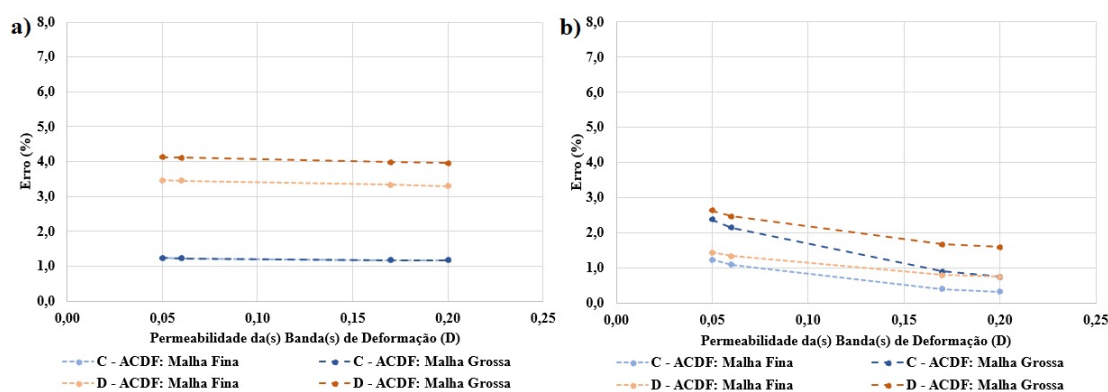


Figura 5. Erro percentual das permeabilidades equivalentes obtidas com as simulações dos cenários C e D em relação à solução convencional: a) para o fluxo horizontal; b) para o fluxo vertical

A Figura 5 mostra que o erro da permeabilidade equivalente determinada na direção horizontal também é superior que o da direção vertical para os cenários C e D. Para estes casos, verifica-se que os erros gerados pela malha mais grossa são mais elevados que aqueles produzidos pela malha mais refinada. É válido ressaltar que, para todos os casos apresentados, a diferença entre os erros 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 com bandas de deformação em malhas relativamente grosseiras.

## 5 Conclusão

Este trabalho apresentou uma solução para a incorporação de descontinuidades geradas por bandas de deformação em modelos de simulação de fluxo. A técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes mostrou-se eficiente para capturar os saltos de pressão resultantes das descontinuidades, gerando efeitos negativos na permeabilidade equivalente dos cenários apresentados.

Os resultados mostraram que os erros gerados pelas malhas grosseira e refinada, que utilizaram a o método ACDF, foram pequenos em relação à metodologia convencional do MEF e próximos entre si. Isso foi observado nos erros das curvas de distribuição de pressão e no resultado da permeabilidade equivalente, indicando que é possível utilizar malhas grosseiras em modelos que possuam bandas de deformação.



Além disso, para os cenários simulados, é perceptível que as bandas de deformação foram capazes de compartimentalizar o domínio, comportando-se como barreiras e defletores de fluxo.

**Agradecimentos.** Esta pesquisa foi apoiada pela CAPES, Petrobras e Energi Simulation.

**Authorship statement.** The authors hereby confirm that they are the sole liable persons responsible for the authorship of this work, and that all material that has been herein included as part of the present paper is either the property (and authorship) of the authors, or has the permission of the owners to be included here.

## References

- [1] Caine, J., Evans, J., & Forster, C., 1996. Fault zone architecture and permeability structure. *Geology*, vol. 24, pp. 1025–1028.
- [2] Qu, D. & Tveranger, J., 2016. Incorporation of deformation band fault damage zones in reservoir models. *AAPG Bulletin*, vol. 100, pp. 423–443.
- [3] Mayolle, S., Soliva, R., Caniven, Y., Wibberley, C., Ballas, G., Milesi, G., & Dominguez, S., 2019. Scaling of fault damage zones in carbonate rocks. *Journal of Structural Geology*, vol. 124, pp. 35–50.
- [4] Aydin, A., 1978. Small faults formed as deformation bands in sandstones. *Pure and Applied Geophysics*, vol. 116, pp. 913–930.
- [5] ANTONELLINI, M. A., AYDIN, A., & POLLARD, D. D., 1994. Microstructure of deformation bands in porous sandstones at arches national park, utah. *Journal of Structural Geology*, vol. 16, n. 7, pp. 941–959.
- [6] Fossen, H., Schultz, R., Shipton, Z., & Mair, K., 2007. Deformation bands in sandstone: A review. *Journal of the Geological Society*, vol. 164.
- [7] Aydin, A., Borja, R., & Eichhubl, P., 2006. Geological and mathematical framework for failure modes in granular rocks. *Journal of Structural Geology*, vol. 28, pp. 83–98.
- [8] Schueller, S., Braathen, A., Fossen, H., & Tveranger, J., 2013. Spatial distribution of deformation bands in damage zones of extensional faults in porous sandstones: Statistical analysis of field data. *Journal of Structural Geology*, vol. 52, pp. 148–162.
- [9] Antonellini, M. & Aydin, A., 1994. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: Petrophysical properties. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 78, n. 3, pp. 355–377.
- [10] Fossen, H. & Bale, A., 2007. Deformation bands and their influence on fluid flow. *Aapg Bulletin - AAPG BULL*, vol. 91, pp. 1685–1700.
- [11] Fossen, H., Schultz, R., & Torabi, A., 2011. Conditions and implications for compaction band formation in the navajo sandstone, utah. *Journal of Structural Geology*, vol. 33, pp. 1477–1490.
- [12] Torabi, A., 2012. Heterogeneity within deformation bands in sandstone reservoirs. *46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2012*, vol. 3, pp. 1997–2003.
- [13] Schwenck Galvão, M., Barroso, E., & Leão, M., 2018. Fault zones control on permeability of poorly lithified sandstone. In *52nd US Rock Mechanics and Geomechanics Symposium*.
- [14] Zuluaga, L., Rotevatn, A., Keilegavlen, E., & Fossen, H., 2016. The impact of deformation bands on simulated reservoir fluid flow within fault-propagation fold trap types: lessons from the san rafael monocline, utah (usa). *AAPG Bulletin*, vol. 100, pp. 1523–1540.
- [15] Beserra, L., Guimarães, L., & Manzoli, O., 2014. Modelling of fluid flow in hydrocarbon reservoirs crossed by sealing faults using finite elements with embedded discontinuities in pressure field. In *Proceedings of the First National Congress of Applied Mechanics*, pp. 487–491, Barcelona, Spain. Spanish Association for Numerical Methods in Engineering.
- [16] Peaceman, D. W., 1977. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*, volume 6. Elsevier Scientific Publishing Company.
- [17] Bear, J., 1988. *Dynamics of fluids in porous media*, volume 6. American Elsevier Publishing Company.
- [18] Manzoli, O. & Shing, P., 2006. A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements. *Elsevier*, vol. 84, pp. 742–757.
- [19] OLIVELLA, S., CARRERA, J. and GENS, A., & ALONSO, E. E., 1996. Numerical formulation for a simulator (code *right*) for the coupled analysis of saline media. *Engineering Computations*, vol. 13, n. 7, pp. 87 – 112.
- [20] Amyx, J. W., Daniel M. Bass, J., & Whiting, R. L., 1960. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical properties*. McGraw-Hill Book Company.
- [21] Kolyukhin, D., Schueller, S., Espedal, M., & Fossen, H., 2010. Deformation band populations in fault damage zone – impact on fluid flow. *Computational Geosciences*, vol. 14, pp. 231–248.