

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS 2D E 3D PARA PROBLEMAS DE REATIVAÇÃO DE FALHAS UTILIZANDO O SIMULADOR BLACK-OIL BIFÁSICO COM ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO EM ELEMENTOS FINITOS

Nayra Vicente Sousa da Silva¹; Leonardo José do Nascimento Guimarães¹; Igor Fernandes Gomes¹; Julliana de Paiva Valadares Fernandes¹

¹ Universidade Federal de Pernambuco, Av. Acadêmico Hélio Ramos, S/N, Cidade Universitária, Centro de Tecnologia e Geociências, Departamento de Engenharia Civil, Pós-Graduação em Geotécnica, Recife/PE

COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS 2D E 3D PARA PROBLEMAS DE REATIVAÇÃO DE FALHAS UTILIZANDO O SIMULADOR BLACK-OIL BIFÁSICO COM ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO EM ELEMENTOS FINITOS

Abstract- In the hydrocarbon production in failed fields is important to consider risks associated with hydro-mechanical behavior of fault sealant. The possible reactivation of fault sealant occurs when the changes in the state of effective tension within the reservoir and the surrounding rocks through the variation of internal pressure influence in the permeability of the filling material at the fault in terms of shear plastic strain. On the other hand, the strains generated by oil production may lead to the emergence of new fractures and reactivation of faults pre-existing. However, it is emphasized that the process of faults reactivation in models of reservoirs spatially different, 2D and 3D, show distinct behavior in the production of hydrocarbons related with the spatial dimension. Thus, this study proposed compare in two models of failed reservoirs, the effect of fluids injection in the mechanical problem, and the influence of fault in the production of hydrocarbon. The models suggested have fault that pass over the reservoir, from layer below (underburden) to the layer above (overburden), reaching the sea surface. These reservoir have the same characteristics in terms of properties of rock material and geometric (two-dimensional), either being for the fault as in the others layers. To develop this study used a finite element code in, *CODE-BRIGHT*, which allows dock the simulator geomechanics and Black-oil, by adopting the elastic-plastic constitutive model of *Morh-Coulomb*. This considers that the shear plastic strain lead to increased the permeability and porosity of the rock caused, on last instance, by dilatant behavior of the material. In this formulation, the reactivation mechanical of fault has as results the increase in your permeability, so that, pass at transmit fluids.

Key-Words: influence of geometry, faults reactivation, finite elements

1.0 Introdução

Na produção de hidrocarbonetos em campos falhados é importante considerar riscos associados ao comportamento hidro- mecânico das falhas selantes. As alterações no estado mecânico inicial do campo falhado envolvem variações no estado de tensão efetiva no interior do reservatório e nas rochas adjacentes por meio da variação da pressão interna. Ademais, estas alterações podem ser de caráter irreversível e conseqüentemente as deformações geradas devido à produção do hidrocarboneto podem levar ao surgimento de novas fraturas e a reativação de falhas pré-existentes (RUTQVIST *et al*, 2007).

O processo de reativação ocorre quando a permeabilidade do material de preenchimento da falha é aumentada em função da deformação plástica cisalhante, permitindo o fluxo de fluido através dela e comprometendo a integridade hidráulica das rochas capeadoras que selam o reservatório (GOMES, 2006)

No estudo deste tipo de problema de reativação de falhas destaca-se o fato de que modelos de reservatórios falhados bidimensionais e tridimensionais apresentam diferentes comportamentos no sistema rochas-reservatório-falha na produção de hidrocarbonetos, intrinsecamente relacionado à dimensão espacial do modelo.

Segundo Gomes (2009), simulações de problemas de reativação de falhas bidimensionais levam a um custo computacional menor, porém fornecem respostas com uma taxa de variação das variáveis maior (fator de segurança elevado) que em análises tridimensionais.

Com isso, neste trabalho propôs-se simular o fluxo monofásico com acoplamento geomecânico em modelos de reservatório falhados de um mesmo campo, com mesmas características geométricas, localização e mesmas propriedades mecânicas e hidráulicas, porém um dos modelos é bidimensional e o outro é tridimensional. Para tanto, adotou-se o programa em elementos finitos *CODE-BRIGHT*, considerando o modelo constitutivo mecânico elasto-plástico de *Morh-Coulomb* para representar o comportamento do

material de preenchimento da falha. Segundo este as deformações plásticas cisalhantes induzem ao aumento da permeabilidade e porosidade da rocha causada, em última instância, pelo mecanismo de dilatância. Nesta formulação, a reativação mecânica da falha tem como resultado o aumento de sua permeabilidade, fazendo com que esta, antes selante, passe a transmitir fluidos.

Em linhas gerais o objetivo deste trabalho é comparar as diferentes respostas entre os modelos de reservatórios falhados sob o efeito da injeção de fluidos no comportamento mecânico das rochas e da falha, bem como a influência da falha reativada na produção do hidrocarboneto no interior do reservatório. Para tanto, será analisado as duas situações para um mesmo instante de tempo, de forma a observar qualitativamente a influência da dimensão espacial do problema.

2.0 Formulação Matemática

Para representar o problema de acoplamento dos fenômenos de fluxo monofásico com o comportamento geomecânico é imprescindível a adoção de algumas equações e leis constitutivas para representar o problema.

O regime de fluxo monofásico no meio poroso é governado pela equação de conservação de massa do fluido e da lei de Darcy (Ertekin *et al*, 2001), bem como da adição do termo mecânico de acoplamento.

$$\frac{\partial(\phi\rho_w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_w \mathbf{q}_w + \phi\rho_w \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad w=\text{água} \quad (1) \quad \text{Onde: } \rho_w = \text{Densidade da fase}$$

$\phi = \text{Porosidade}$

Na equação (1), acima, a variável $\dot{\mathbf{u}}$ representa a velocidade de deslocamento da fase sólida, que corresponde ao fluxo de fluido com relação à rocha indeformada. Já a variável $\mathbf{q}_w$ representa o fluxo de fluido com relação à fase sólida ($\mathbf{q}_w$), dada pela lei de Darcy. A lei de Darcy para fluxo monofásico é dada por:

$$\mathbf{q}_w = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_w}(\nabla p_w - \rho_w \tilde{\mathbf{g}}) \quad (2) \quad \text{Onde: } \tilde{\mathbf{g}} = \text{Vetor de aceleração da gravidade}$$

$p_w = \text{Pressão da fase}$
 $\mu_w = \text{Viscosidade das fases}$

Já quanto à variável $\mathbf{k}$, esta representa o tensor de permeabilidade relativa da rocha, no qual assume para este problema ser isotrópico, ou seja, apresenta os mesmos valores de permeabilidade em todas as direções. Vale ressaltar, particularmente, que as variáveis ϕ e $\mathbf{k}$, são atualizadas pelo módulo geomecânico e introduzem as repostas das deformações na equação de fluxo.

O problema geomecânico é definido pela solução da equação de equilíbrio de tensões considerando os conceitos do principio das tensões efetivas, da cinemática e equilíbrio do meio poroso e do modelo constitutivo tensão-deformação.

a) **Equações de equilíbrio de forças:** Segundo a equação (3) admite-se um corpo em equilíbrio quando o somatório do tensor de tensões totais ($\boldsymbol{\sigma}$) e o vetor de forças de corpo ($\mathbf{b}$) são iguais a zero.

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (3)$$

b) **Princípios das Tensões Efetivas de Terzaghi:** A tensão efetiva ($\boldsymbol{\sigma}'$) é definida pela diferença entre as tensões totais e a poro-pressão (p_s), esta última relacionada a uma matriz identidade ($\mathbf{I}$):

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' + p_s \mathbf{I} \quad (4) \quad \text{Onde: } \mathbf{I} = \text{Matriz identidade}$$

c) **Relação deformação-deslocamento:** As variações no estado de tensão de um corpo provocam deslocamento representado pelo vetor $\mathbf{u}$, que através das relações cinemáticas relaciona-se com o tensor de

deformação ε . Esta relação define o conceito de deformação volumétrica e exprime que por meio da deformação a porosidade e a permeabilidade são atualizadas, no qual suas variações dependem das alterações na pressão e conseqüentemente na variação das tensões. Assim temos:

$$\varepsilon_v = \nabla \cdot \mathbf{u} \quad (5)$$

d) Modelo constitutivo tensão-deformação. Para o problema de reativação de falhas considera-se um modelo constitutivo elastoplástico que define as tensões $\boldsymbol{\sigma}$ em termos da taxa de deformações $\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}$ através do tensor constitutivo elástoplástico $\mathbf{D}_{ep}$.

$$\dot{\boldsymbol{\sigma}} = \mathbf{D}_{ep} \dot{\boldsymbol{\varepsilon}} \quad (6)$$

A partir deste conceito são aplicados os princípios da teoria plasticidade: lei clássica elástica, decomposição aditiva elasto-plástica, regra de fluxo plástico, condição de fluência, condições de complementaridade, condição de consistência e leis de endurecimento. O critério de plastificação seguido neste trabalho é o de *Mohr-Coulomb*, no qual reproduz o comportamento de solos e rochas e cujos parâmetros podem ser obtidos através de ensaios (POTTS & ZDRAVKOVIĆ, 1999; GOMES, 2006). Ademais, esta função de fluência é uma superfície piramidal de base pentagonal irregular, conforme a Equação (7), e também envolve os parâmetros de resistência c' e ϕ' , ou seja, coesão e ângulo de atrito respectivamente.

$$F(\boldsymbol{\sigma}', \boldsymbol{\kappa}) = J - \left[-p' + \frac{c'}{\left(\frac{\sin(\phi')}{\cos(\theta) + \frac{\sin(\theta)\sin(\phi')}{\sqrt{3}}} \right)} \right] \left(\frac{\sin(\phi')}{\cos(\theta) + \frac{\sin(\theta)\sin(\phi')}{\sqrt{3}}} \right) = 0 \quad (7)$$

Onde p , J e θ são os invariantes de tensão definidos como tensão média, desviadora e ângulo de Lode. Estes invariantes são adotados por serem aplicáveis à análise mecânica dos solos, onde em ensaios triaxiais, por exemplo, p representa a pressão confinante, J representa a tensão de compressão aplicada sobre a amostra (desviadora) e θ fornece a posição do estado de tensão atuante e pode assumir valores no intervalo $[-30^\circ; 30^\circ]$.

O problema de acoplamento dos fenômenos de fluxo monofásico com o comportamento geomecânico está em considerar o efeito do acoplamento por meio das variáveis de permeabilidade e porosidade, bem como das equações de fluxo. Neste agrupamento, segundo Gomes (2006), a mudança de comportamento mecânico gera alterações na porosidade devido as deformação volumétrica, ou seja,

$$\frac{D\phi}{dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{dt} + (1-\phi) \frac{d\varepsilon_v}{dt}, \text{ que por sua vez reflete sobre a permeabilidade intrínseca.}$$

Já para este problema de reativação de falha a lei de permeabilidade adotada foi uma função linear no qual define como resposta mecânica da falha a deformação plástica cisalhante. À medida que um determinado elemento plastifica sua permeabilidade é aumentada ao nível da registrada no reservatório e neste elemento passa a percolar fluido, que por sua vez altera o estado de tensão levando a plastificação dos elementos vizinhos e conseqüentemente sua reativação. Logo, para diferentes valores limites de deformação plástica a permeabilidade é alterada em diferentes valores e o processo de reativação da falha é variável.

3.0 Resultados e Discussões

Neste trabalho foram considerados dois modelos de reservatórios sintéticos, um bidimensional e outro tridimensional, no qual os mesmos apresentam falhas que cortam o reservatório, desde a camada abaixo (*underburden*) até a camada acima (*overburden*), chegando à superfície do mar. Estes apresentam as mesmas características físicas, em termos de propriedades dos materiais rochosos e geométricos, quer seja para a área falhada como para as demais camadas. Na figura 1 é apresentada as dimensões do modelo tridimensional, mas foram adotadas as mesmas dimensões para o modelo bidimensional, segundo o plano XY.

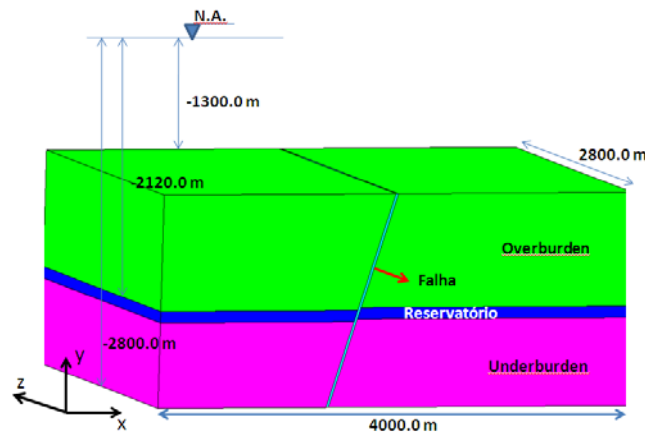
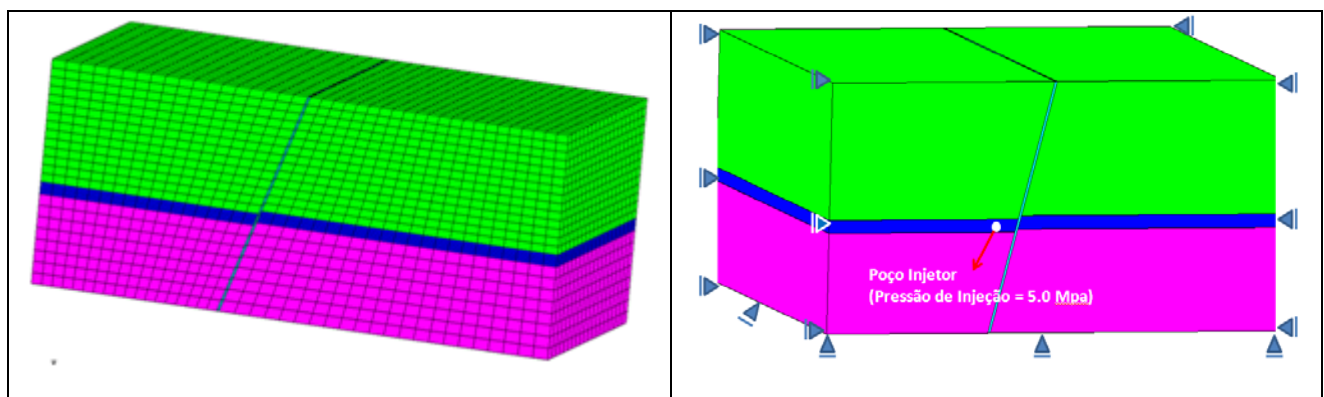


Figura 1 – Geometria do Problema.

Na discretização da geometria utilizou-se uma malha de elementos estruturada com elementos tipo quadrilátero de 4 nós, totalizando 1161 nós e 1092 elementos, para o caso bidimensional. Já o caso tridimensional utilizou-se o hexágono de 8 nós, totalizando 24381 nós e 21840 elementos. Quanto ao poço, em ambos casos o injetor foi disposto à 277 m do eixo da falha e numa mesma profundidade. Nas condições de contorno considerou-se que o campo é impermeável e indeslocável nas faces laterais e inferior, com uma pressão de injeção de 5 Mpa (Ver figura 2).



(a)- Discretização da geometria

(b)- Condições de contorno

Figura 2 – Malha de Elementos Finitos: (a) Discretização da geometria; (b) Condições de contorno.

Tabela 1- Propriedades da rocha

Propriedades da rocha	Overburden	Underburden	Reservatório	Falha
Módulo de elasticidade (Mpa)	6780	10800	15860	8000
Coesão (Mpa)	2.17	3.73	5.99	0.80
Ângulo de Atrito (graus)	26.1	29.3	31.3	23.0
Permeabilidade (m^2)	1×10^{-25}	1×10^{-25}	5×10^{-12}	5×10^{-18}
Porosidade	0.27	0.25	0.32	0.30

Já quanto as propriedades do fluido e da rocha adotou-se os parâmetros destacados na Tabela 1. O parâmetro de viscosidade de Perzyna μ adotado é definido pela relação $\frac{\Delta t}{\mu} = 0,1$. O fluido é admitido levemente compressível, ou seja, possui compressibilidade de $5,5 \times 10^{-4} MPa^{-1}$, com viscosidade de $3,52 \times 10^{-10} MPa.s$ e densidade inicial de $1000 kg/m^3$.

4.0 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Comparando-se os casos em termos de deformação plástica cisalhante percebe-se que a plastificação foi bem expressiva, em destaque para o plano YZ do caso tridimensional. Porém, o fato da plastificação em quase toda a extensão da falha não ocorrer com valores de deformação semelhantes, em ambos os casos os valores são diferenciados entre si. Diante da figura 3, observa-se que no caso tridimensional ambas as faces (esquerda e direita), a plastificação mostra-se presente no plano falha ao longo do eixo z, sendo esta mais intensa que no lado esquerdo da falha. Acredita-se que isso é reflexo da maior proximidade com o poço injetor que submete esta região a um maior nível de pressão. Com panorama de plasticidade observado no lado esquerdo, ao longo do plano Z, acredita-se que é indicio de uma possível reativação da seção da falha o que deve ser confirmado ao potencializado e confirmado pela variação de permeabilidade.

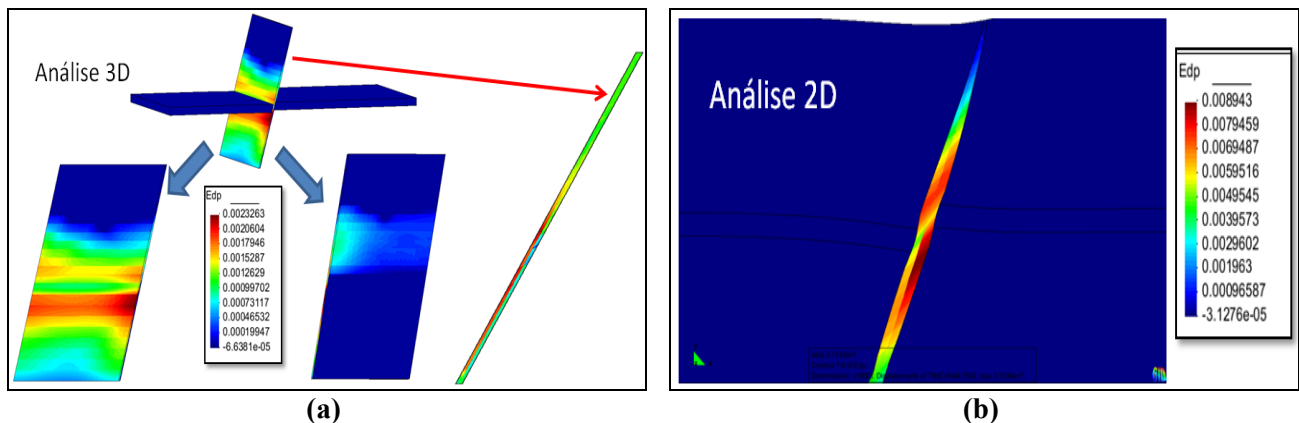


Figura 3 – Deformação Plástica Cisalhante: (a) Análise tridimensional; (b) Análise Bidimensional.

Agora verificando a taxa de evolução da deformação plástica com o tempo, em elementos equivalentes em cada caso, observa-se que a evolução de plastificação é bem mais precoce no caso bidimensional em ambos os grupos de elementos, seja no lado esquerdo como direito (Figura 4a e 4b). Já no problema tridimensional verifica-se que no elemento na face esquerda da falha a plastificação ocorre progressivamente de forma suave ao longo do tempo até que num certo tempo (3.5 anos) sofre uma plastificação brusca até atingir a total reativação, isto pode ter ocorrido em consequência do enfraquecimento da rocha. Para o elemento a direita da falha, a plastificação é muito pequena e o elemento não plastifica a nível de uma completa reativação. Em todos os grupos de elementos as condições atingidas neste são bem aos patamares do caso bidimensional.

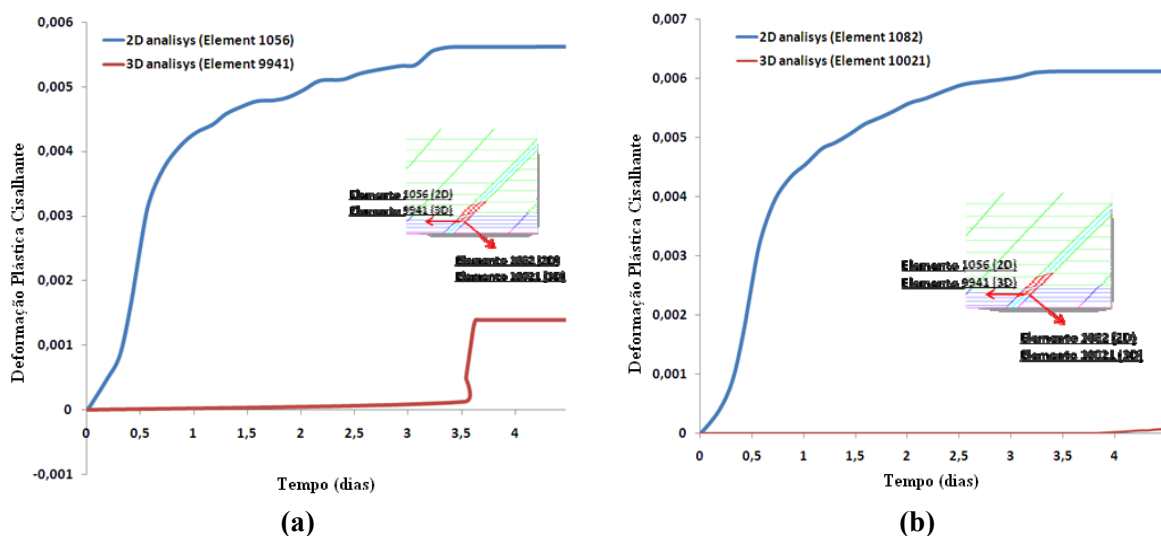


Figura 4 – Comparação da evolução da deformação plástica cisalhante com o tempo: (a) Elementos a esquerda da falha; (b) Elementos a direita da falha.

Através da variação da permeabilidade a reativação da falha pode ser analisada de forma mais contundente, visto que a esta propriedade, segundo a lei de permeabilidade linear, está diretamente

relacionada com a deformação plástica cisalhante através da lei linear. Observa-se na figura 5a e 5b que um aumento da permeabilidade em ambos os casos, bidimensional e tridimensional. No caso bidimensional é ativada totalmente, ao contrário do tridimensional, que não chegou a sua totalidade. Apesar disto é possível verificar uma acentuada evolução significativa da permeabilidade no plano esquerdo da falha. No plano direito a reativação segue a tendência, porém de forma mais lenta.

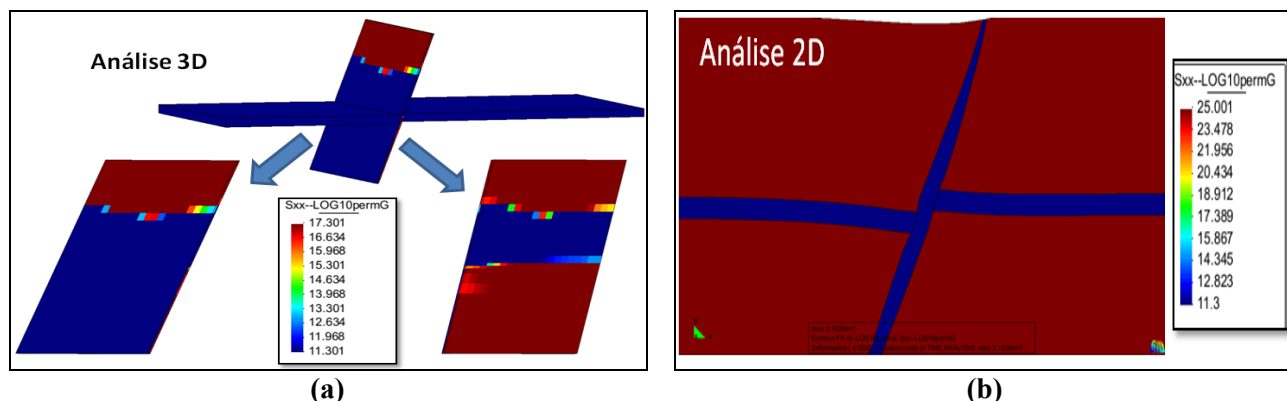


Figura 5 – Permeabilidade Intrínseca: (a) Análise tridimensional; (b) Análise Bidimensional.

As diferenças de respostas dos dois casos podem ser expressas ainda pelo gráfico de variação da permeabilidade com o tempo. Para o problema bidimensional os elementos da falha (esquerdo e direito) sofrem um aumento brusco da permeabilidade indicando um rápido processo de reativação. Neste caso curiosamente, o processo de reativação do elemento, no lado esquerdo (elemento 1056) é praticamente o mesmo que o do elemento direito (elemento 1082).

Já no caso tridimensional a falha é reativada na região do elemento esquerdo (elemento 9941), porém de forma mais lenta comparado ao caso bidimensional. Já o elemento da direita da falha (elemento 10021) tem sua permeabilidade alterada, mas não no nível da permeabilidade do reservatório (completa reativação do elemento), e isto está relacionado com o nível de plastificação deste elemento que foi inferior ao elemento à esquerda da falha. Ver figura 6.

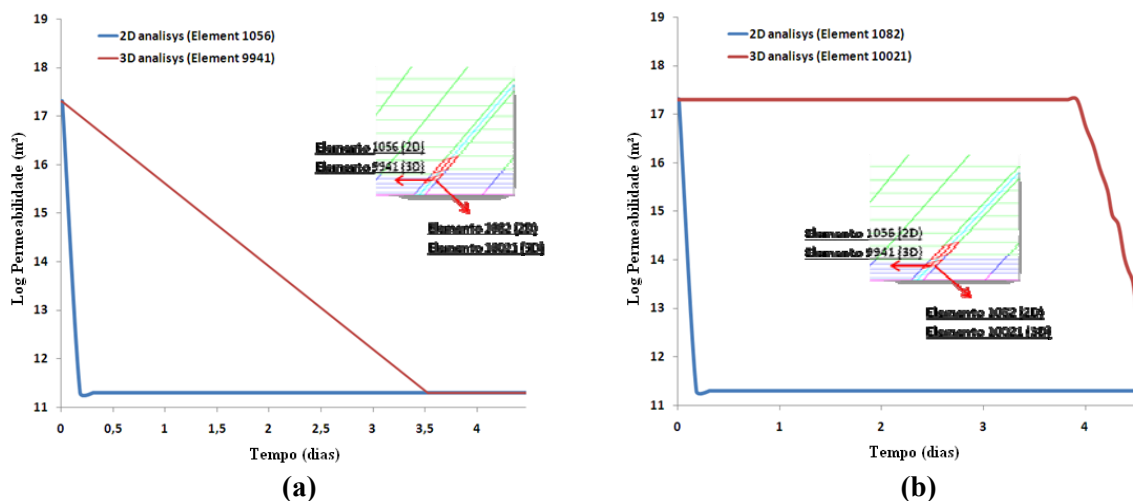


Figura 6 – Evolução da K versus t: (a) Elementos a esquerda da falha; (b) Elementos a direita da falha.

Através dos vetores de fluxo pode-se visualizar o resultado em termos de movimento do fluido devido todas as solicitações e mudanças de físicas no reservatório e na falha. No caso tridimensional, há uma comunicação entre os reservatórios, o fluido se desloca no sentido de ambos os compartimentos do reservatório e seguem um caminho de ascensão na falha, porém não alcança a superfície do fundo do mar devido ao fato de que não ocorreu uma reativação da falha por completo. Já no caso bidimensional, como se esperava pelas condições apresentadas na deformação plástica e permeabilidade, há uma abertura a passagem de fluido que pode acarretar perda de fluido ao longo da falha, além da superfície do fundo do mar. Esta

perda denominada exsudação além de ter consequência de conotação ambiental pode levar a prejuízos econômicos devido à recuperação de fluido. Neste último, como a energia injetada é dissipada para o meio externo não se consegue efetuar o varrido do fluido a ser produzido devido à perda de pressão interna. Percebe-se então que a simulação bidimensional gera uma solução mais conservadora, com um fator de segurança mais elevado comparado ao tridimensional, porém limitante quanto aos níveis de pressão mais elevados e com respostas mais eficazes em termos de recuperação de óleo. Ver figura 7.

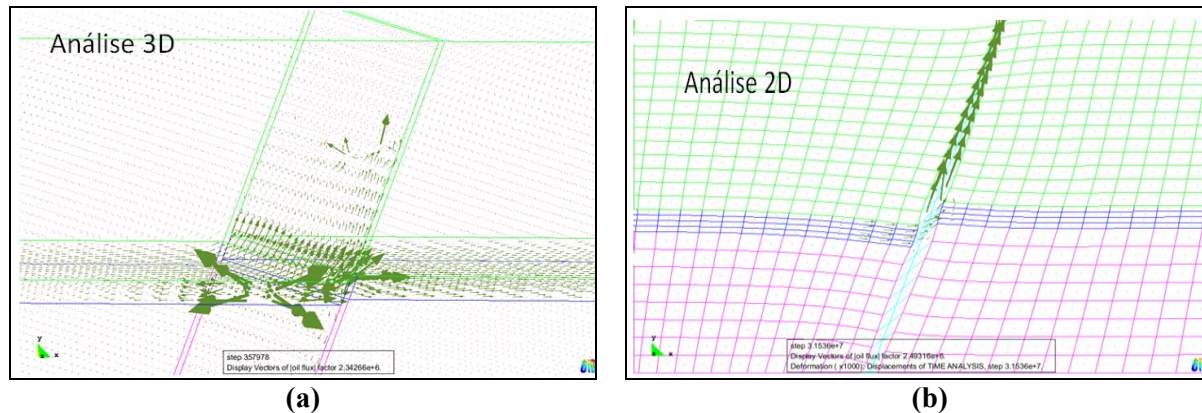


Figura 7– Vetores de Fluxo: (a) Análise tridimensional; (b) Análise Bidimensional.

A reativação da falha pode ser observada ainda por meio do deslocamento vertical do campo. Segundo este parâmetro verifica-se que o processo de deslizamento caracteriza uma falha do tipo normal. As camadas à esquerda da falha são comprimidas e as camadas à direita da falha são expandidas, resultando assim uma evolução do desnível vertical já existente, também chamado de rejeito. Porém no caso tridimensional, como a falha não é reativada totalmente, não é gerado um deslizamento relativo entre todas as camadas de rocha à esquerda e à direita da falha. Segundo a figura 8, observa-se que no caso bidimensional este fenômeno é plenamente observado. O deslizamento é quantificado pelos valores negativos indicando deslizamento para baixo (compressão) e os positivos deslizamento para cima (expansão).

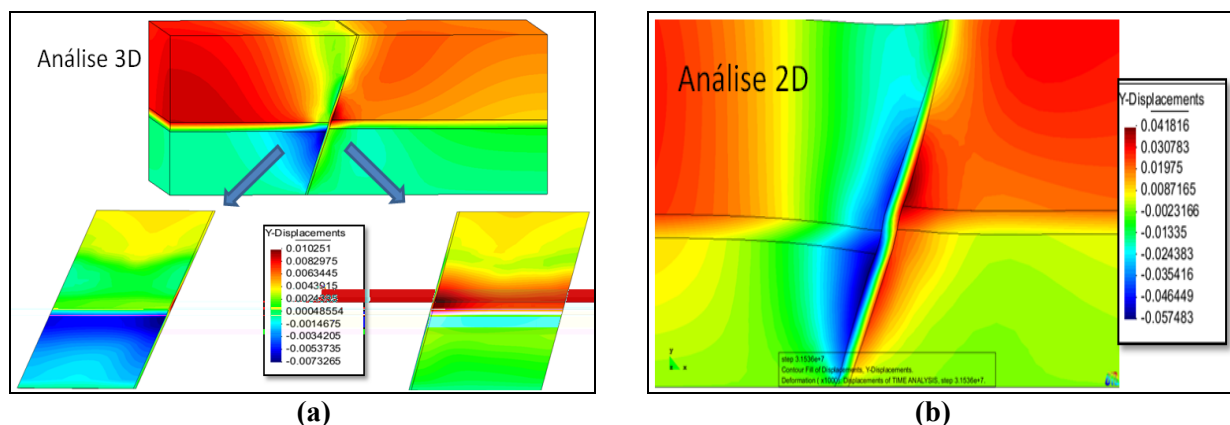


Figura 8 – Deslocamento Vertical: (a) Análise tridimensional; (b) Análise Bidimensional.

5.0 Conclusões

Diante dos resultados observa-se que as alterações no comportamento mecânico das rochas é influenciada pela pressão e por sua vez, esta leva a reativação da falha. Neste mecanismo gera-se uma distribuição das pressões ao longo do reservatório e falha, no qual o estado inicial de tensões é alterado gerando deformações que provocam mudanças na capacidade de percolação do fluido na rocha.

Uma das vertentes que limitam a precisão deste o processo de reativação de falha selante é a disposição espacial, pois, quando simulou-se dois casos de um mesmo campo de petróleo apenas diferenciados espacialmente (2D e 3D), verificou-se que o caso bidimensional tende a um fator de segurança maior quando comparado aos resultados obtidos no problema tridimensional. Visto que, diante de todos os parâmetros analisados o comportamento bidimensional apresenta-se sempre conservador, com respostas sempre a frente

do caso tridimensional. Contudo é uma análise consistente e de boa aproximação do problema, viabilizando a simulação com relação ao tempo computacional. Acredita-se este resultado seja aceitável, pois no caso tridimensional o fluido de injeção tende a se distribuir primeiramente ao longo do reservatório compartimentado evoluindo para a falha e o efeito desta pressurização sobre a falha é distribuído em toda extensão da falha no interior do reservatório, caracterizando assim um processo de reativação mais lento.

Agradecimentos

O presente trabalho foi desenvolvido com recursos provenientes do Programa de Recursos Humanos da ANP: PRH-26.

Referências Bibliográficas

Ertekin, T.; Abou-Kassem, J. H.; King, G. R., 2001. Basic applied reservoir simulation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers

Gomes, I. F., 2006. *Implementação de Métodos Explícitos de Integração com Controle de Erro para Modelos Elastoplásticos e Visco-elastoplásticos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil, 118 f., Recife

Gomes, I. F. 2009. *Implementação em Elementos Finitos das Equações de Pressão e Saturação para Simulação de Fluxo Bifásico em Reservatórios de Petróleo Deformáveis*. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Pernambuco. Departamento de Engenharia Civil

Potts, D. M., Zdravković, L., 1999. *Finite element analysis in geotechnical engineering*. Vol. 1, Published by Thomas Telford Publishing, London.

Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F.; Tsang, C. F., 2007. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. *Energy Conversion and Management*, 48, (March). pp. 1798-1807.