

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM NUMÉRICA HIDRO-MECÂNICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO CONSIDERANDO A FALHA SUBDIVIDIDA EM DIFERENTES ZONAS

AUTORES:

Igor Fernandes Gomes¹, Juliana Torres de Lima¹, Robson Queiroz Florêncio¹, Julliana de Paiva Valadares Fernandes², Leonardo José do Nascimento Guimarães²

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal de Pernambuco – UFPE/CAA – Núcleo de Tecnologia

²Universidade Federal de Pernambuco – UFPE/CTG – Departamento de Engenharia Civil

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPEURO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPEURO.

MODELAGEM NUMÉRICA HIDRO-MECÂNICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO CONSIDERANDO A FALHA SUBDIVIDIDA EM DIFERENTES ZONAS

Abstract

Injection and production of fluids in petroleum reservoirs cause changes of pressure, temperature and saturation that affect the state of stress in the host rock. The fault reactivation problem considers that shear (with dilatancy), tension or compression of filling material may cause changes in hydraulic properties. The fault can be represented by just one filling material or divided into core and damage zones which is a consistent approximation with field observations. Numerical simulation of fluid flow with geomechanical coupling allows realistic modeling of fault reactivation, which can influence in the recovery process and lead to environmental problems due fluid flow in seabed. A finite element procedure is presented that models fluid flow in a deformable reservoir crossed by a geological fault in a coupled and totally implicit manner, considering the fault as a just one filling material and considering the fault divided in core and damage zones.

Introdução

Define-se falha como sendo uma superfície de fratura, ao longo da qual ocorreu um movimento relativo entre os dois blocos, e pode ser proveniente de uma extensão, distensão ou torção. As falhas selantes tem grande importância na criação de armadilhas (trapas) de hidrocarbonetos, pois a rocha selante tem baixa permeabilidade impedindo o escape de fluido da rocha reservatório.

O movimento de falhas no interior e na vizinhança de um reservatório de petróleo pode ser induzido, num processo de exploração, pela redução da poro-pressão e seu efeito sobre a tensão efetiva normal e ruptura por cisalhamento, e também é função direta do estado tensional atuante no campo e nos planos de falha. Quando ocorre a reativação, a permeabilidade da falha é aumentada permitindo o fluxo de fluido através dela, comprometendo a integridade hidráulica das rochas capeadoras que selam o reservatório. Outro aspecto decorrente da reativação de falha é a abertura de fraturas e o surgimento de novas zonas de fluxo através de formações capeadoras de alta capilaridade e baixa permeabilidade.

Isto releva a necessidade de uma previsão precisa do efeito de injeção / produção de fluidos sobre o comportamento mecânico das rochas e da falha, bem como a influência da falha reativada no regime de fluxo de hidrocarboneto no interior do reservatório. Vários trabalhos envolvendo modelagem numérica hidro-mecânica de problemas de reativação de falhas vem sido desenvolvidos tais como os de Guimarães *et al* (2009) e Gomes (2009), entre outros.

Estudos geológicos subdividem a falha em zonas, sendo estas chamadas de núcleo da falha e zonas de dano (Billi *et al*, 2003). Cada uma destas zonas da falha tem características próprias quanto a sua composição (material que a compõe) como também, quanto a heterogeneidade da permeabilidade. No caso das análises feitas neste trabalho, propõe-se adotar uma simplificação quanto a isto, considerando cada zona da falha como meios contínuos homogêneos.

Este trabalho apresenta uma análise numérica acoplada hidro-mecânica da reativação de falha em reservatórios de petróleo, considerando a falha subdividida em zonas, para verificar a influência da injeção e produção de fluidos na reativação destas falhas. Para isto utiliza-se o código “*in house*” em elementos finitos CODE_BRIGHT (COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport) apresentado por Ollivella *et al* (1994), onde no acoplamento hidro-mecânico, as equações do problema

hidráulico são resolvidas em conjunto com a equação de equilíbrio de tensões, que caracteriza o problema geomecânico, sendo aqui considerado o modelo constitutivo mecânico de Mohr Coulomb para os materiais da falha.

Metodologia

Na formulação adotada, o problema geomecânico tem o comportamento tensão-deformação da rocha dependente das tensões atuantes e dos campos de pressões e saturações dos fluidos. Já no problema de fluxo, as permeabilidades e porosidades da rocha são atualizadas em cada intervalo de tempo. Trata-se aqui de resolver, considerando pequenas deformações e temperatura constante, equações de balanço de massa e de momento para cada fase, onde o problema mecânico é definido pela equação de equilíbrio de tensões (Equação 1), considerando leis constitutivas e equações complementares, e o problema hidráulico é caracterizado pela equação de balanço de massa da fase fluida adotando a lei de Darcy.

$$\nabla \sigma + \mathbf{b} = 0 \quad (1)$$

Onde σ é o tensor de tensões totais e $\mathbf{b}$ é o vetor volumétrico de forças de corpo. O balanço de massa da fase ϕ é representado por:

$$\frac{D^s(\rho^\alpha \phi S_v^\alpha)}{Dt} + \nabla(\rho^\alpha \mathbf{q}_v^\alpha) + \rho^\alpha \phi S^\alpha \nabla \dot{\mathbf{u}} + f^\alpha = 0 \quad (2)$$

Onde D^s/Dt é a derivada do tempo com relação a fase sólida, ρ^α é a densidade da fase, ϕ é a porosidade, S_v^α o volume da fase α sobre o volume de todas as fases fluidas (aqui seu valor é igual a 1 tendo em vista que o fluxo é monofásico), $\mathbf{q}_v^\alpha$ é o fluxo de Darcy da fase α , e f^α um termo de massa de fonte/sumidouro da fase α .

Os invariantes do problema são o vetor de deslocamento nodal $\mathbf{u}$, a pressão de líquido nodal P_L (neste artigo, apenas a água é considerada dentro dos poros). Todas as outras variáveis ϕ , ρ^α , S_v^α e $\mathbf{q}_v^\alpha$ são relacionadas como incógnitas por meio das relações constitutivas. O propósito deste artigo é empregar uma atenção particular as equações constitutivas mecânicas e hidráulicas, que serão discutidas nos parágrafos seguintes.

Equações Hidráulicas Constitutivas. A equação constitutiva principal para o problema hidráulico é a lei de Darcy generalizada:

$$\mathbf{q}_v^\alpha = \frac{\mathbf{K}_i k_r^\alpha}{\mu^\alpha} (\nabla p^\alpha + \rho^\alpha \mathbf{g}) \quad (3)$$

Onde $\mathbf{K}_i$ é o tensor de permeabilidade, k_r^α é a permeabilidade relativa da fase, que é uma função do grau de saturação da fase, e μ^α é a viscosidade da fase.

Modelos Constitutivos Geomecânicos. O primeiro modelo adotado foi o modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb. Neste tipo de modelo, os incrementos de tensão e deformação são relacionados por:

$$d\sigma = \mathbf{D}^{ep} d\epsilon \quad (4)$$

Onde $d\sigma$ é o incremento de tensão efetiva, $\mathbf{D}^{ep}$ é a matriz constitutiva elastoplástica e $d\epsilon$ é o incremento de deformação. O Tensor de tensões é determinado pelo princípio das tensões efetivas:

$$d\sigma' = d\sigma + m dP_\alpha \quad (5)$$

Onde $d\sigma$ é o incremento de tensão total e m é um tensor auxiliar, na qual os valores das componentes normais é 1 e das cisalhantes é zero.

O conjunto de equações para a função de fluência e de Mohr-Coulomb são apresentados assegurar:

$$F(\sigma, h) = J - \left(\frac{c'}{\tan \varphi'} + p' \right) G(\theta) = 0 \quad \rightarrow \quad G(\theta) = \frac{\sin \varphi'}{\cos \theta + \sin \theta \sin \varphi'} \quad (6)$$

Onde $F(\sigma, h)$ é a função que caracteriza o critério de ruptura de Mohr-Coulomb. J é a tensão desviadora, p' é a tensão efetiva média, c' é a coesão efetiva, φ' é o ângulo de atrito efetivo e θ é o ângulo de Lode.

Acoplamento Hidro-Geomecânico. Uma característica importante da formulação usada é a ligação entre a variação da porosidade e mudanças na permeabilidade intrínseca. A variação na porosidade é computada usando a equação de balanço do sólido, dada por:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho'} \frac{D\rho'}{Dt} + (1-\phi)\dot{\epsilon}_v \quad (7)$$

Onde $\dot{\epsilon}_v$ é a deformação volumétrica.

A determinação da permeabilidade como uma função da deformação da rocha é uma função complexa que depende do regime elástico ou inelástico no qual o material é sujeito. Para o modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb adota-se uma lei linear, limitando o valor da permeabilidade como uma função da deformação plástica cisalhante, que é diretamente relacionada a deformação plástica volumétrica para um dado ângulo de dilatância.

Resultados e Discussão

Dois exemplos de aplicação são apresentados aqui através de uma análise hidro-geomecânica de um reservatório de óleo seccionado por uma falha com um único material de preenchimento, no primeiro caso, e no segundo caso, a mesma situação porém desta vez com a falha subdividida em três partes: núcleo, zona de dano interna e zona de dano externa.

Nos dois casos considerou-se um poço injetor operando a uma pressão de fundo de poço (*BHP*) de 4 MPa e um poço produtor de -4 MPa. Estes valores de *BHP* foram adotados para análise, usando o modelo de Mohr-Coulomb. Os domínios dos problemas e as malhas de elementos finitos são mostrados nas Figs. 1 (a) e (b) e Figs. 2 (a) e (b).

Para ambos os casos, o poço injetor está à 232m da falha (lado esquerdo) com uma profundidade de -469m, e o poço produtor está à 46 m da falha (lado direito), a uma profundidade de -449m. O *overburden* e *underburden* são rochas impermeáveis e a falha está inicialmente selante. O estado de tensão e pressão inicial de fluido foram obtidos aplicando o estado geoestático, sendo a análise realizada em termos de tensões efetivas.

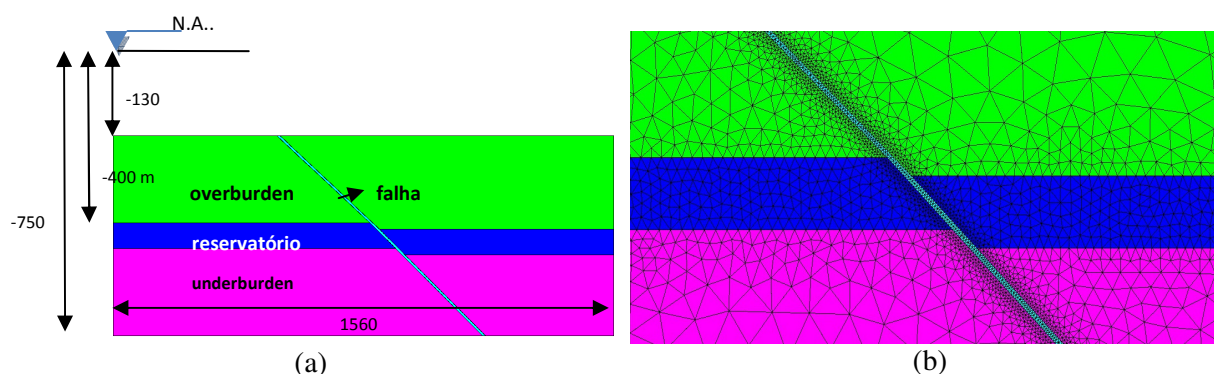


Fig. 1 – Descrição do Caso sintético. (a) Geometria do caso com falha simples. (b) Malha de Elementos Finitos para o caso de falha simples.

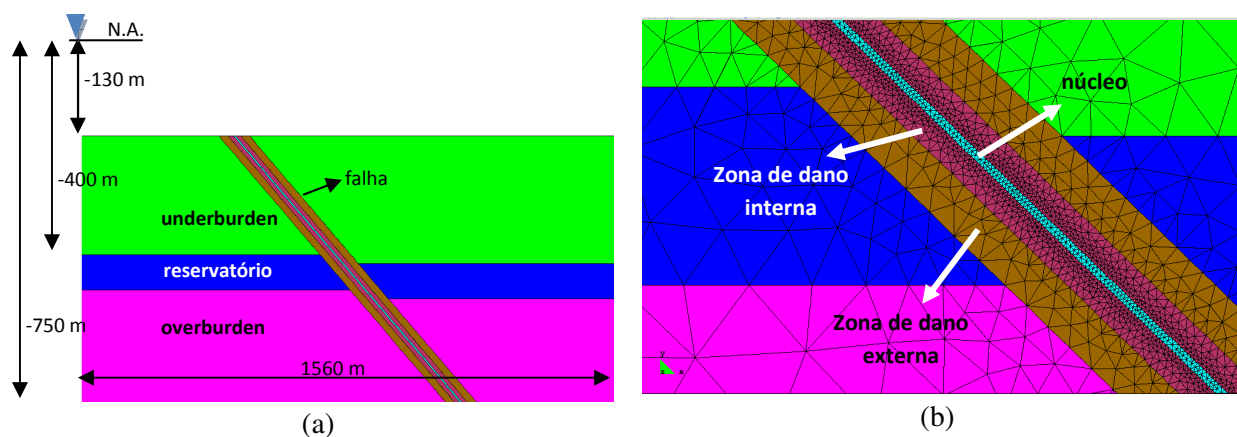


Fig. 2 – Descrição do Caso sintético. (a) Geometria do caso da falha com zonas de dano. (b) Malha de Elementos Finitos para o caso da falha com zonas de dano.

A malha de elementos finitos do caso 1 é composta por 4191 nós e 8266 elementos. Já para o caso 2, a malha possui 6335 nós e 12550 elementos. A compressibilidade e a densidade do fluido são, respectivamente, $1,0 \times 10^{-4}$ 1/MPa e 1001,7 Kg/m³. As propriedades do material adotados nas análises do caso 1 e do caso 2 estão mostradas nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1 – Propriedades da Rocha do Caso 1.

Propriedades da Rocha	Overburden	Underburden	Reservatório	Falha
Módulo de Young (MPa)	6780	10800	15860	8000
Coesão (MPa)	2,30	2,30	5,80	0,80
Ângulo de Atrito	26°	26°	30°	23,0°
Permeabilidade (m ²)	1×10^{-30}	1×10^{-30}	5×10^{-12}	5×10^{-22}
Porosidade	0,20	0,18	0,30	0,25

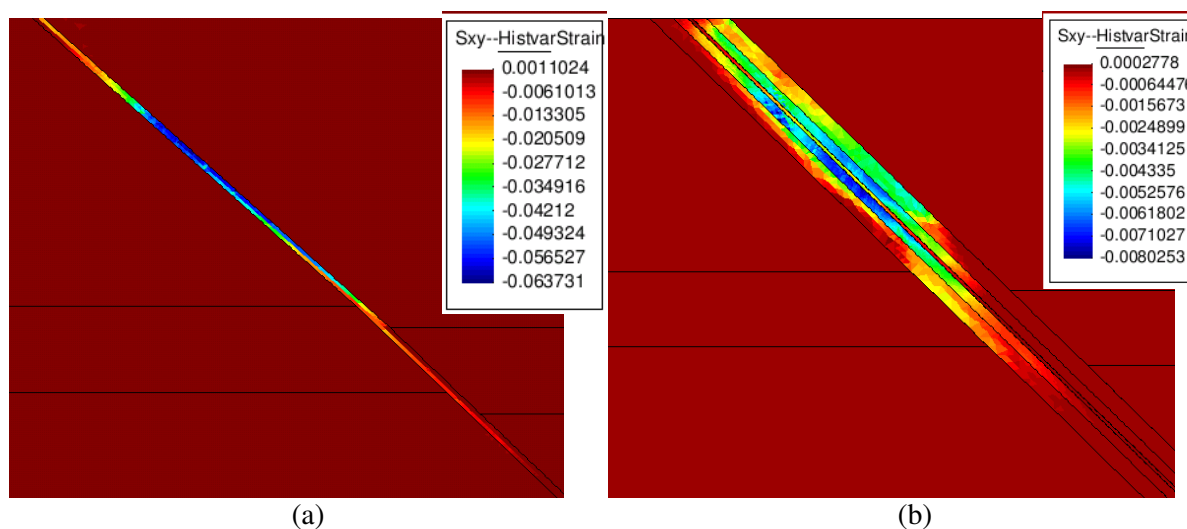
A falha subdividida em zonas apresenta as seguintes características: o núcleo tem 5 metros de espessura, é menos permeável e mais rígido que as zonas de dano; a zona de dano interna tem 15 metros de espessura em cada lado (a partir da face esquerda e direita do núcleo), e apresenta menor rigidez e maior permeabilidade que a zona de dano externa e o núcleo, pois se trata de uma região em contato com a zona de cisalhamento do processo de ativação da falha; a zona externa tem 25 metros

para cada lado (a partir das faces da zona de dano interna), e apresenta propriedades intermediárias quanto às demais partes da falha.

Tabela 2 – Propriedades da Rocha para o caso 2.

<i>Propriedades da Rocha</i>	<i>Overburden</i>	<i>Underburden</i>	<i>Reservatório</i>	<i>Falha (Núcleo)</i>	<i>Falha(Zona de dano interna)</i>	<i>Falha(Zona de dano externa)</i>
Módulo de Young (MPa)	6780	10800	15860	8000	6000	7000
Coesão (MPa)	2,30	2,30	5,80	0,80	0,50	0,65
Ângulo de Atrito	26°	26°	30°	23°	23°	23°
Permeabilidade (m ²)	1x10 ⁻³⁰	1x10 ⁻³⁰	5x10 ⁻¹²	5x10 ⁻²²	5x10 ⁻¹⁹	5x10 ⁻²¹
Porosidade	0,20	0,18	0,3	0,25	0,27	0,30

O campo de pressões é alterado no interior do reservatório devido à influência dos poços injetor e produtor, modificando assim o estado de tensões, levando à concentração de esforços cisalhantes na estrutura da falha, conforme pode ser visto na Fig. 3. Para ambos os casos, falha sem e com subdivisões, há uma concentração de tensões cisalhantes ao longo de sua extensão, porém no caso com zonas de dano ela se concentra na zona de dano externa, no lado do reservatório com poço injetor, no núcleo e nas demais zonas, porém no sentido da superfície do fundo do mar. Observa-se neste caso que as regiões da falha em contato com o reservatório compartimentado, no qual se encontra o poço produtor, não apresenta cisalhamento, ao contrário do caso com um único material de preenchimento da falha.



Figs. 3 –Distribuição das tensões cisalhantes. (a) caso de falha simples; (b) caso da falha com zonas de dano.

Estas alterações no estado de tensões e no campo de pressão, e o desenvolvimento dos esforços de cisalhamento na falha levam às deformações plásticas cisalhantes (Fig. 4) que provocam a reativação da falha pelo aumento da sua permeabilidade (Fig. 5). Observa-se que as deformações plásticas se desenvolvem nas regiões de concentração das tensões cisalhantes, e isto leva a uma diferença entre os casos para a falha com um único material e no caso com subdivisões (zonas de dano). Neste primeiro caso, conforme observado na Fig. 5a, há o aumento da permeabilidade do elemento em contato com o reservatório à direita (com poço produtor), enquanto que no caso com as

zonas de dano isto não ocorre, tendo em vista que não há a plastificação das zonas de dano interna e externa no lado direito do núcleo, na altura do reservatório. Tal comportamento implica na comunicação entre os reservatórios, no caso em que se considera apenas um único material de preenchimento da falha, onde o poço injetor passa a pressurizar a parte do reservatório inicialmente compartimentado pela falha selante, enquanto que no outro caso, o fluxo se dá essencialmente na direção da superfície do fundo do mar, levando ao problema de exsudação de óleo. Isto pode ser observado através dos vetores de fluxo de fluido, na Fig. 6.

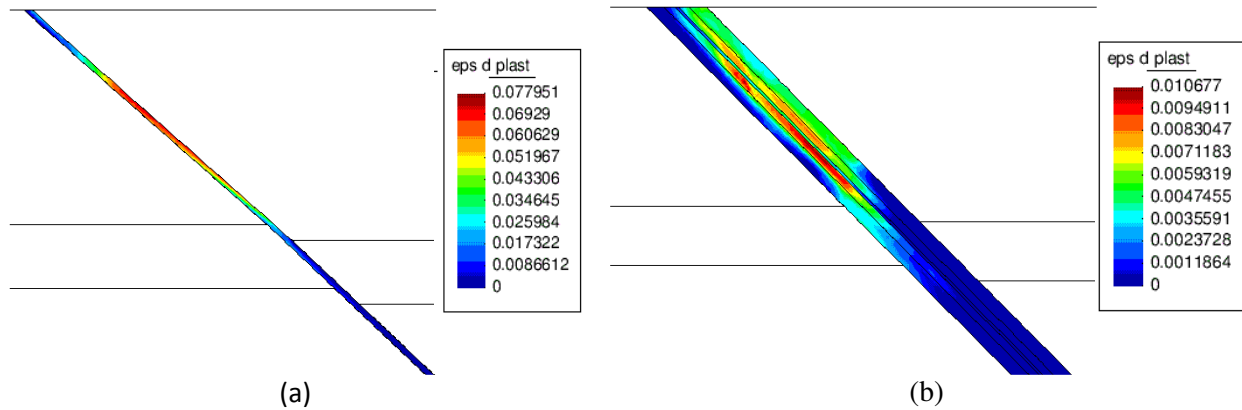


Fig. 4 – Deformação Plástica Cisalhante para o tempo final. (a) caso de falha simples. (b) caso da falha com zonas de dano.

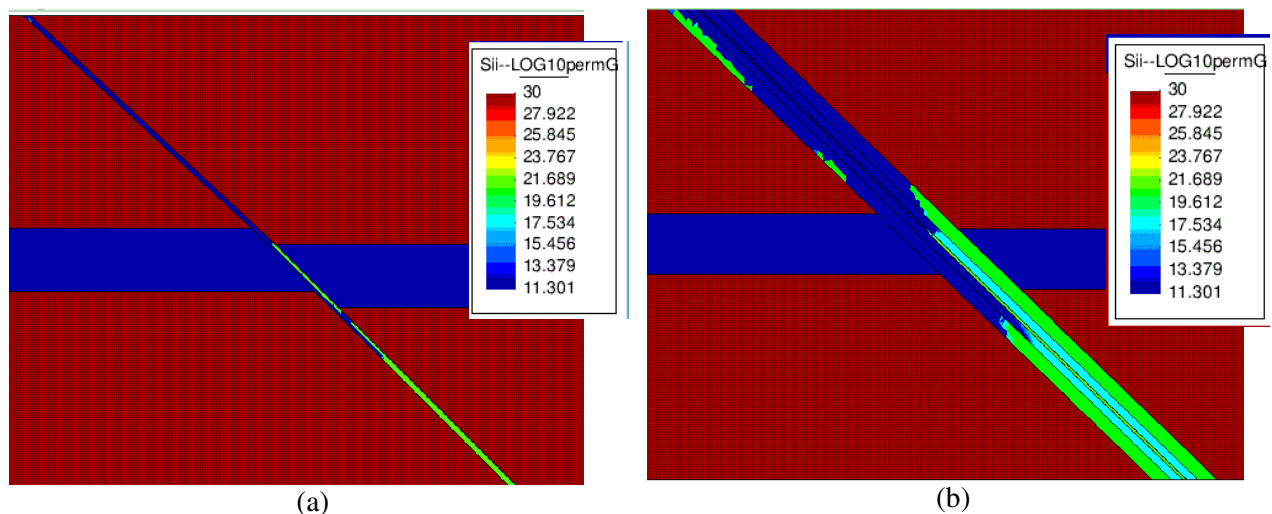


Fig. 5 – Distribuição da permeabilidade para o tempo final. (a) caso de falha simples. (b) caso da falha com zonas de dano.

Conclusões

O processo de reativação das falhas é caracterizado pelo aumento da permeabilidade do material de preenchimento da falha como consequência de sua plastificação. A reativação pode interferir na produção de hidrocarbonetos pela perda de pressão e fluido através da falha e consequente exsudação na superfície do fundo do mar, sendo assim essencial a realização de uma análise acoplada hidro-mecânica.

Observa-se que ao se considerar uma aproximação da estrutura física da falha selante, tal como observada em campo, ou seja, analisando-a considerando sua subdivisão em núcleo e zonas de dano, obtêm-se resultados mais significativos que quando se considera apenas um único material de

preenchimento, tendo em vista que o fluxo de fluido, e seu efeito sequencial elemento à elemento, se dará em uma área maior de permeabilidade alterada, e dependerá do caminho de plastificação destes materiais, que, por sua vez será função da rigidez e resistência de cada zona, bom como de outras propriedades. O critério de plastificação de Mohr Coulomb aqui empregado apresentou resultados que representam o mecanismo de reativação da falha.

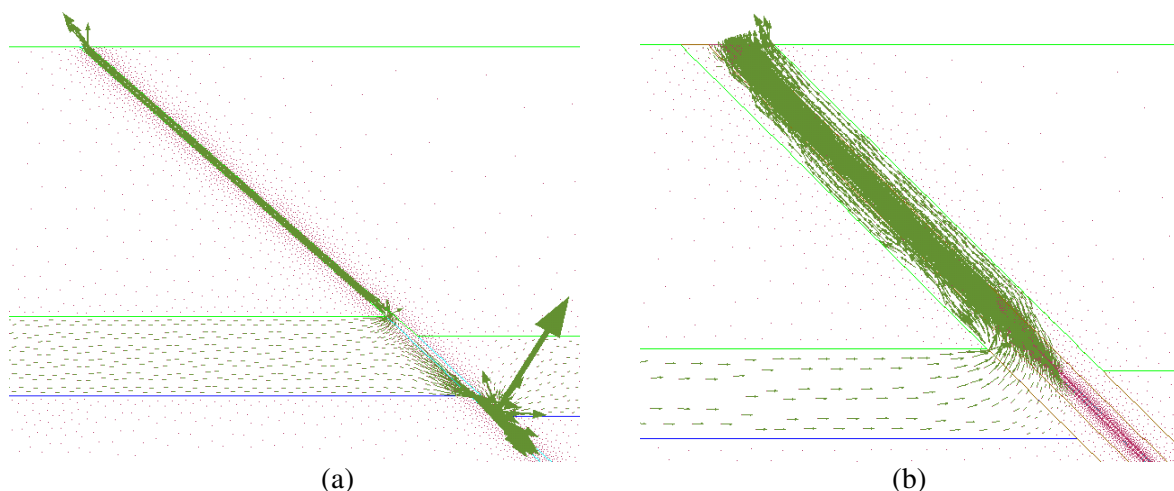


Fig. 6 – Vetores de fluxo de óleo. (a) caso de falha simples; (b) caso da falha com zonas de dano.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio financeiro para esta pesquisa dada pelo CNPq (Conselho Nacional de Pesquisa), pela FACEPE (Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco) e pelo Programa de Recursos Humanos PRH-26 da ANP (Agência Nacional de Petróleo) e pela Petrobrás.

Referências Bibliográficas

- Billi, A., Salvini, F., Storti F. 2003. *The damage zone-fault core transition in carbonate rocks: implications for fault growth, structure and permeability*. Journal of Structural Geology, 25. pp 1779–1794.
- Gomes, I. F. 2009. "Implementação em elementos finitos das equações de pressão e saturação para problemas de fluxo bifásico em reservatórios de petróleo deformáveis. Universidade Federal de Pernambuco. Departamento de Engenharia Civil. Recife. Brasil.
- Guimarães L. J. N., Gomes I. F., Fernandes J. P. V. 2009. Influence of Mechanical Constitutive Model on the Coupled Hydro-Geomechanical Analysis of Fault Reactivation. *2009 SPE Reservoir Simulation Symposium. SPE 119168*. The Woodlands, Texas, U.S.A.
- Olivella, S., Carrera, J., Gens, A. & Alonso, E. E. 1994. Nonisothermal multiphase flow of brine and gas through saline media. *Transport in Porous Media*, **15**, 271-293.