

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



TÍTULO DO TRABALHO:

APLICAÇÃO DE SIMULADOR BLACK-OIL BIFÁSICO COM ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO EM ELEMENTOS FINITOS A PROBLEMA DE ATIVAÇÃO DE FALHA EM RESERVATÓRIO DE PÉTROLEO.

AUTORES:

Renato Pereira Menelau¹, Igor Fernandes Gomes¹, Leonardo José do Nascimento Guimarães¹.

INSTITUIÇÃO:

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

Abstract- The reactivation process of fault sealant can happens due a pressure increasing in the interior of oil reservoir. This increasing pressure may be caused by a process of hydrocarbon recover, leading to modification state of tensions inside the reservoir and surrounding rocks. This process makes possible the fluid flow through the fault. Duo the lost of pressure and flow of fluid, must occurs changes in hydrocarbon production. Problems in the site utilities and oil exudation at the sea surface are others possibles effects. In this paper we study a field (reservoir + overburden + underburden) sliced in two parts by the fault sealant. This issue utilizes numeric simulation, with Black-oil simulator, together with finit element CODE_BRIGHT geomechanics software. The Morh-Coulomb method is adopted to understand this permeability through the fault sealant.

1. Introdução

Falhas selantes são estruturas de grande importância na criação de armadilhas (trapas) de hidrocarboneto, durante seu processo de geração e migração. Isto se dá em função da baixa permeabilidade da falha que atravessa as camadas de rocha impedindo o fluxo de fluido de um lado ao outro do reservatório, bem como sua migração para camadas superiores por zonas permeáveis que sofreram interferência da falha ou do conjunto de falhas.

O aumento da pressão no interior do reservatório de petróleo, em decorrência da adoção de um método de recuperação de hidrocarboneto, altera o estado de tensões no seu interior e nas rochas adjacentes, que podem ser de caráter irreversível, levando ao surgimento de novas fraturas e à reativação de falhas existentes (Rutqvist et al, 2007; Soltanzadeh & Hawkes, 2008).

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 e abertura de fraturas é 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 (impacto na produção). Com isso, a adoção de modelos constitutivos mais complexos e de física mais representativa é necessária (Fernandes, 2008).

2. Formulação Matemática

Estão apresentadas a seguir as equações que regem os fenômenos de fluxo de fluido e o comportamento mecânico das rochas, descrevendo a forma de acoplamento e as leis constitutivas adotadas, onde maiores detalhes encontram-se no trabalho de Gomes (2009).

2.1 Equações governantes de fluxo monofásico com acoplamento geomecânico.

O fenômeno é governado pela equação de fluxo para a fase que preenche os vazios do reservatório proveniente da combinação da equação de conservação de massa do fluido e a lei de Darcy (Ertekin *et al*, 2001), bem como com a adição do termo mecânico de acoplamento.

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

Onde ρ_w é a densidade da fase e ϕ é a porosidade da rocha, $\mathbf{\dot{u}}$ é a velocidade de deslocamento da fase sólida. O fluxo de fluido com relação à fase sólida ($\mathbf{q}_w$) vem dado pela lei de Darcy que, para fluxo monofásico, é dada por:

$$\mathbf{q}_w = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_w}(\nabla p_w - \rho_w \mathbf{\tilde{g}}) \quad (2)$$

Onde $\mathbf{\tilde{g}}$ é o vetor de aceleração da gravidade, ∇p_w é o gradiente de pressão, μ_w a viscosidade das fases e $\mathbf{k}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca da rocha.

A porosidade ϕ e a permeabilidade intrínseca k , que são propriedades do meio poroso, podem ser definidas como variáveis de acoplamento, pois são atualizadas pelo módulo geomecânico e introduzem nas equações de fluxo o efeito das deformações advindas do primeiro.

2.2 Equações governantes do meio poroso deformável com acoplamento com as equações de fluxo

Equações de equilíbrio de forças. Admitindo-se um corpo em equilíbrio, a equação de equilíbrio de tensões (Equação 3) definida pelo divergente do tensor de tensões σ totais somado ao vetor de forças de corpo b :

$$\nabla \cdot \sigma + b = 0 \quad (3)$$

Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi. A tensão total é definida pela tensão efetiva σ' e pela poro-pressão p_s relacionada com uma matriz identidade I :

$$\sigma = \sigma' + p_s I \quad (4)$$

Relação deformação-deslocamento. Define-se a deformação volumétrica, que tem sua aplicação na equação de fluxo acoplado Equação (1), por:

$$\varepsilon_v = \nabla \cdot u \quad (5)$$

A deformação volumétrica é utilizada para a atualizar a porosidade e permeabilidade do meio poroso, definindo suas variações em função da alteração do campo de pressões e, conseqüentemente, do estado de tensões efetivas.

Modelo constitutivo tensão-deformação. O modelo constitutivo aqui adotado consiste num modelo elastoplástico que é definido por uma função de fluência $F(\sigma, \kappa)$, obtida em função do estado de tensões atuante e dos parâmetros plásticos do material. Quando $F(\sigma, \kappa) < 0$, o material comporta-se elasticamente e é analisado pela relação entre os vetores de componentes de tensões σ e de deformações ε , através do tensor elástico D_e . Já quando $F(\sigma, \kappa) = 0$, ocorrem as deformações plásticas que considera a existência dos parâmetros plásticos ($\kappa \neq 0$). Neste caso o modelo constitutivo adotado, relaciona o estado de tensões com as deformações totais, através de um tensor elastoplástico D_{ep} , Equação (6). Este tensor é obtido pela aplicação, à Equação (6), das hipóteses básicas da teoria da plasticidade: decomposição aditiva, relação elástica isotrópica, regra de fluxo, condições de complementaridade e consistência e lei de endurecimento.

$$\dot{\sigma} = D_{ep} \dot{\varepsilon} \quad (6)$$

O critério de plastificação adotado neste trabalho é o de Mohr Coulomb (Abbo, 1997; Potts e Zdravković, 1999; Gomes, 2006) utilizado para reproduzir o comportamento de solos e rochas cujos parâmetros podem ser obtidos através de ensaios. Este é definido por uma superfície de fluência piramidal de base pentagonal irregular, a partir da função da Equação (7), e também envolve os parâmetros de resistência c' e ϕ' , ou seja, coesão e ângulo de atrito respectivamente.

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

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 $[-30^\circ; 30^\circ]$.

2.3 Efeitos de acoplamento entre o problema de fluxo e o modelo geomecânico.

As propriedades de porosidade e permeabilidade do meio poroso funcionam como variáveis de acoplamento entre o módulo geomecânico e as equações de fluxo, tendo em vista que ambas são atualizadas quando se determina o novo estado de tensões efetivas e, conseqüentemente, as deformações ocorridas no material. Este comportamento mecânico do reservatório modifica a porosidade, através da deformação volumétrica, que por sua vez é utilizada na determinação da permeabilidade intrínseca k do meio poroso.

A equação de variação de porosidade em função da deformação volumétrica:

$$\frac{D\phi}{dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{dt} + (1-\phi) \frac{d\varepsilon_v}{dt} \quad (8)$$

Com relação a reativação da falha selante, adota-se uma lei tipo linear, onde a variação da permeabilidade da falha é alterada linearmente a partir de um determinado nível de deformações plásticas cisalhantes. Com isso, à medida que um elemento plastifica, sua permeabilidade é aumentada ao nível da permeabilidade do reservatório e este elemento passa a ser pressurizado pelo fluido, alterando assim seu estado de tensões levando a plastificação dos elementos vizinhos e a conseqüente reativação (aumento da permeabilidade destes elementos).

3. Resultados e Discussão

O caso apresentado consiste em um campo (reservatório + *overburden* + *underburden*) cortado em dois trechos por falhas selantes, proposto por Gomes (2009). A geometria do campo está descrita na Figura 1a, onde se nomeou a falha da esquerda como Falha 01e a segunda falha é chamada de Falha 02.

Considerou-se um poço injetor no compartimento do reservatório no lado esquerdo do campo, operando a uma pressão de injeção de água de 4,0 MPa, e existe um poço produtor localizado no compartimento à direita do campo, com uma pressão de fundo de poço de -1,5 MPa. Está apresentada na Figura 1b a localização dos poços no reservatório bem como as condições de restrição de deslocamento (condições de contorno mecânicas). Neste caso, o fluxo é monofásico e trabalha-se em termos de tensões efetivas. As propriedades da rocha adotadas para este problema estão descritas na Tabela 1. O fluido é admitido levemente compressível, ou seja, possui compressibilidade de $5,5 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$, com viscosidade de $3,52 \times 10^{-10} \text{ MPa.s}$ e densidade inicial de 1000 kg/m^3 .

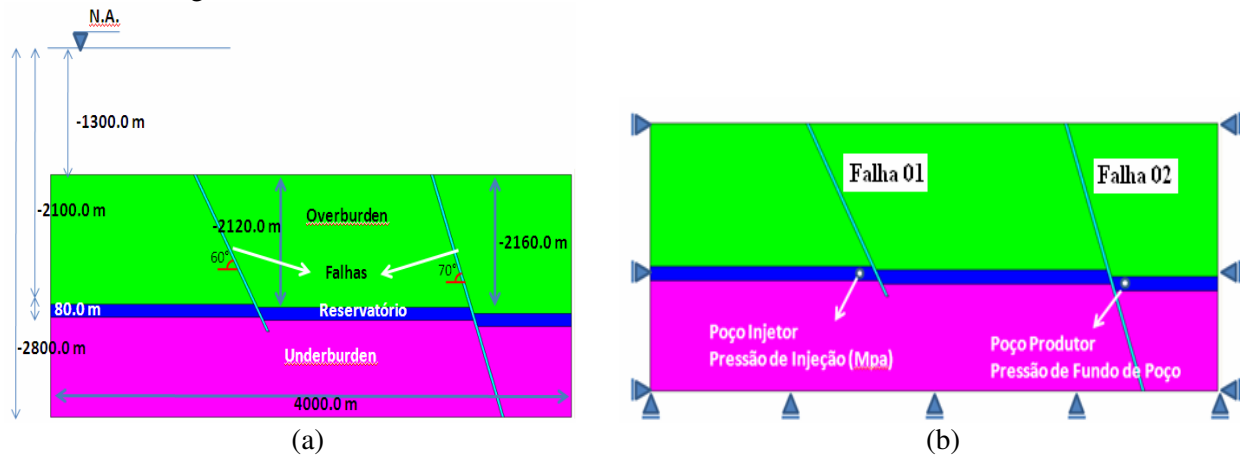


Figura 1 – Problema Físico: (a) Geometria do Problema; (b) Condições de contorno.

Tabela 1. Propriedades Mecânicas.

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)	1x10 ⁻²⁵	1x10 ⁻²⁵	5x10 ⁻¹²	5x10 ⁻¹⁸
Porosidade	0.27	0.25	0.32	0.30

Adotou-se uma malha de elementos finitos gerada via programa MATLAB, constituída de elementos do tipo triângulo linear de três nós totalizando em 4512 nós e 8894 elementos. Como se tem um interesse maior na estrutura de falha, então estas regiões sofreram um maior refinamento (Figura 2).

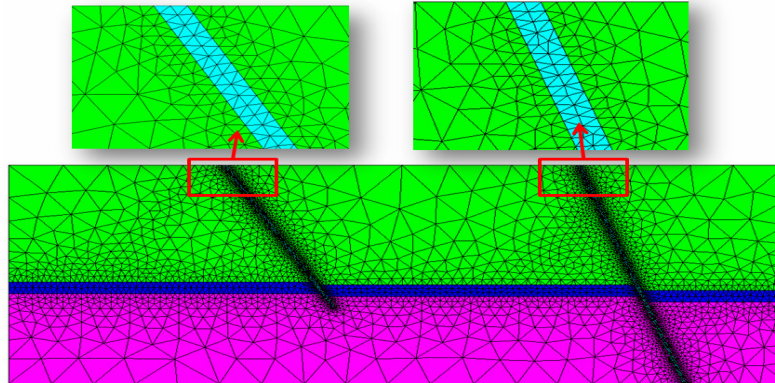


Figura 2 – Malha de Elementos Finitos

Observa-se na Figura 3, que ambas as falhas plastificam para a pressão de injeção adotada, porém a Falha 01 (mais próxima do poço injetor) apresenta a ocorrência de deformações plásticas cisalhantes em toda sua extensão (Figura 3a), tendo em vista a grande redução das tensões efetivas e conseqüente perda de resistência diante do excesso de pressões devido à injeção de fluidos. Já a Falha 02 (mais próxima do poço produtor) inicialmente não sofre plastificação, pois está sob influência do reservatório sob produção primária, onde as tensões efetivas são maiores diante da perda de pressão na produção de fluido. Porém, após a reativação da Falha 01, o reservatório central é comunicado com o reservatório com injeção e o primeiro passa a ser pressurizado levando a Falha 02 a sofrer interferência da frente de injeção. Isto leva a plastificação da Falha 02, porém não em sua totalidade (Figura 3b).

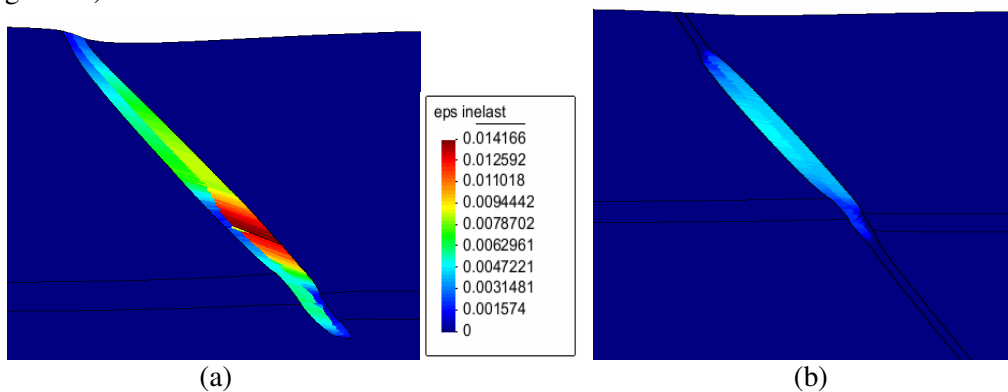


Figura 3 – Deformação Plástica Cisalhante: (a) Falha 01; (b) Falha 02.

Como conseqüência disso pode-se observar a reativação de ambas as falhas através da distribuição da permeabilidade ao longo da falha. A lei de variação da permeabilidade aqui adotada é a Lei Linear com deformação plástica cisalhante limite de $2,0 \times 10^{-3}$. A Falha 01 (Figura 4a) é totalmente reativada e tem sua permeabilidade aumentada, enquanto que a Falha 02 (Figura 4b) não é totalmente reativada e estabelece uma pequena seção de comunicação entre o reservatório central e o de produção, porém suficiente para haja perda de pressão da falha e do reservatório central para o poço produtor.

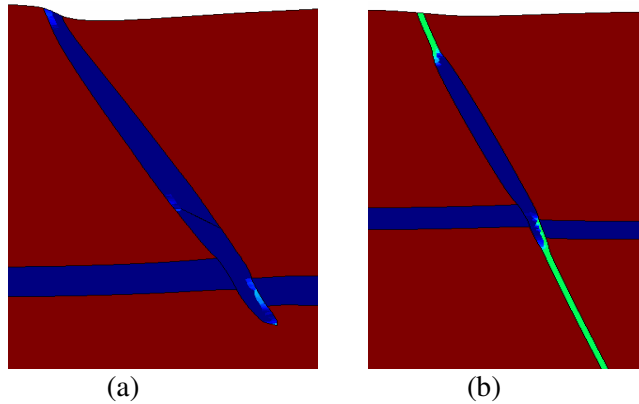


Figura 4 – Permeabilidade Intrínseca: (a) Falha 01; (b) Falha 02; (c) Pressão de Fluido.

Como observado, a Falha 01 é reativada do topo até sua base e isto leva ao fluxo de fluido ao longo dela (Figura 5), no sentido do reservatório à superfície do fundo do mar, levando à exsudação de óleo.

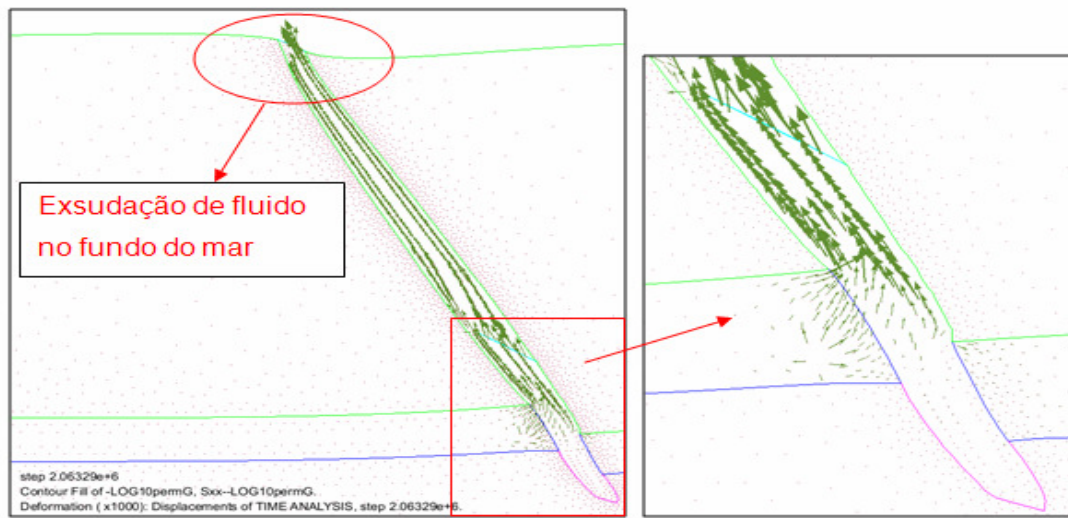


Figura 5 – Vetores de Fluxo de Fluido na Falha 01: (a) Fluxo ao longo da falha com exsudação na superfície do fundo do mar; (b) Detalhe do fluxo no sentido do reservatório à falha.

Analisam-se agora as Falha 01 e 02, verificando seu comportamento com base nas trajetórias de tensões efetivas e evolução temporal das deformações plásticas cisalhantes. Para isso definiram-se elementos da malha considerados importantes nesta análise devido a sua posição na falha (Figura 6).

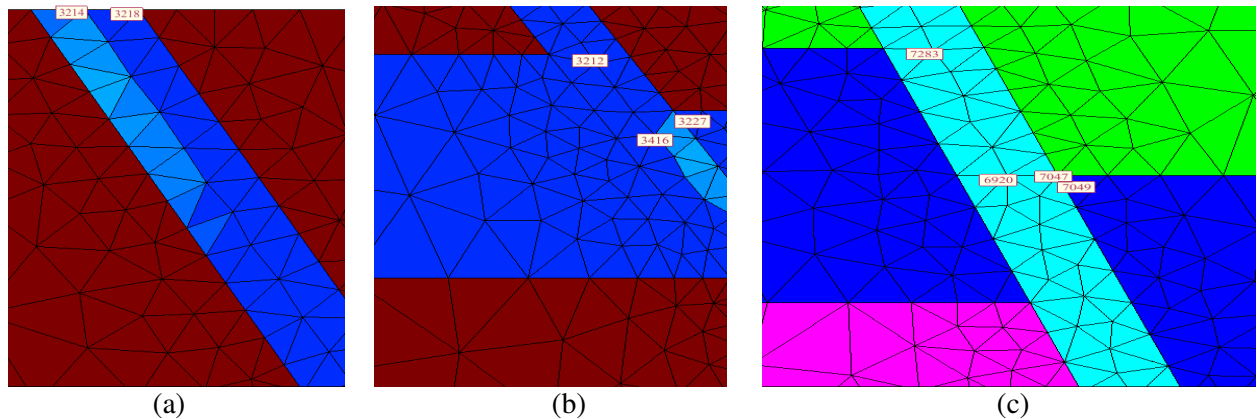


Figura 6 – Elementos de análise da Falha: (a) Topo da falha 01; (b) Região do reservatório da Falha 01; (c) Falha 02.

As trajetórias de tensões efetivas, em termos da tensão média efetiva p e da tensão desviadora J , para cada um destes elementos estão mostradas na Figura 7a, enquanto que as deformações plásticas cisalhantes estão apresentadas na Figura 7b. Os elementos 3214 e 3218 têm sua trajetória de tensões tocando na envoltória de Mohr Coulomb para um tempo de cerca de 7 horas, período para o qual estas plastificam até atingir valores constantes com o tempo da deformação plástica cisalhante. Com isso ambos os elementos são reativados, porém, de acordo com seus níveis de plastificação, o elemento 3218 tem uma maior variação da permeabilidade que o elemento 3214.

Observa-se que, devido à adoção da regularização viscosa de Perzyna (Gomes, 2009), as tensões seguem uma trajetória à esquerda e acima da envoltória de Mohr. O elemento 3227 é o primeiro da falha em contato com o reservatório central a reativar-se, tendo um caminho inicial das tensões semelhante aos dos elementos 3416 e 3212. Mas, como os elementos vizinhos reativam rapidamente, este é pressurizado e sofre uma redução em suas tensões efetivas, que posteriormente aumentam quando há a comunicação entre os reservatórios e conseqüente redução da pressão no interior da falha. Portanto todos os elementos comportam-se elasticamente até certo instante onde tocam a envoltória de Mohr e passam a apresentar uma reposta plástica.

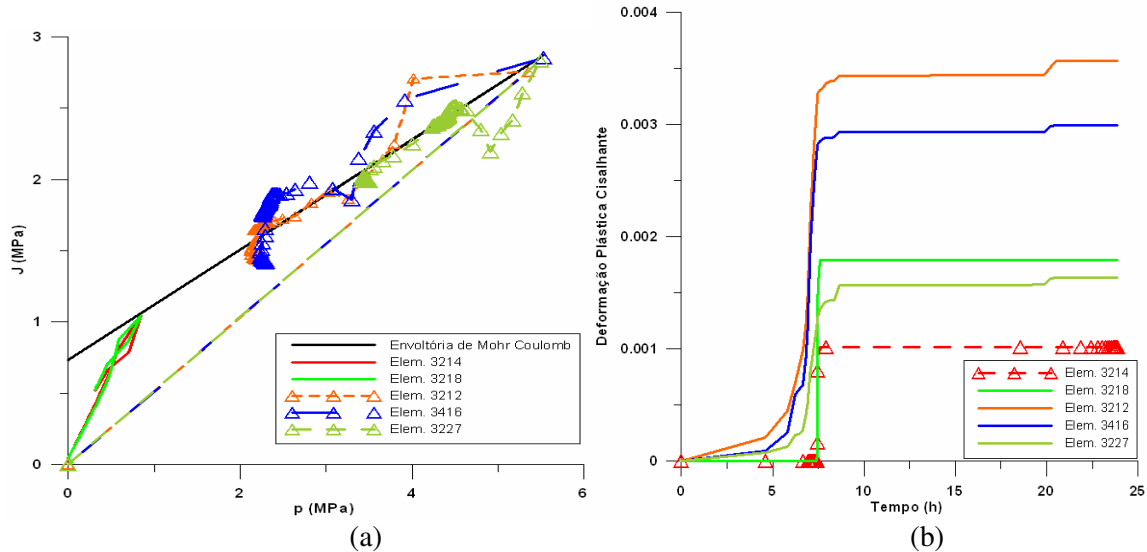


Figura 7 – Análise da Falha 01: (a) Trajetórias de Tensões; (b) Plastificação dos Elementos.

No caso da Falha 02 as trajetórias de tensões e a evolução das deformações plásticas cisalhantes estão mostradas na Figura 8.

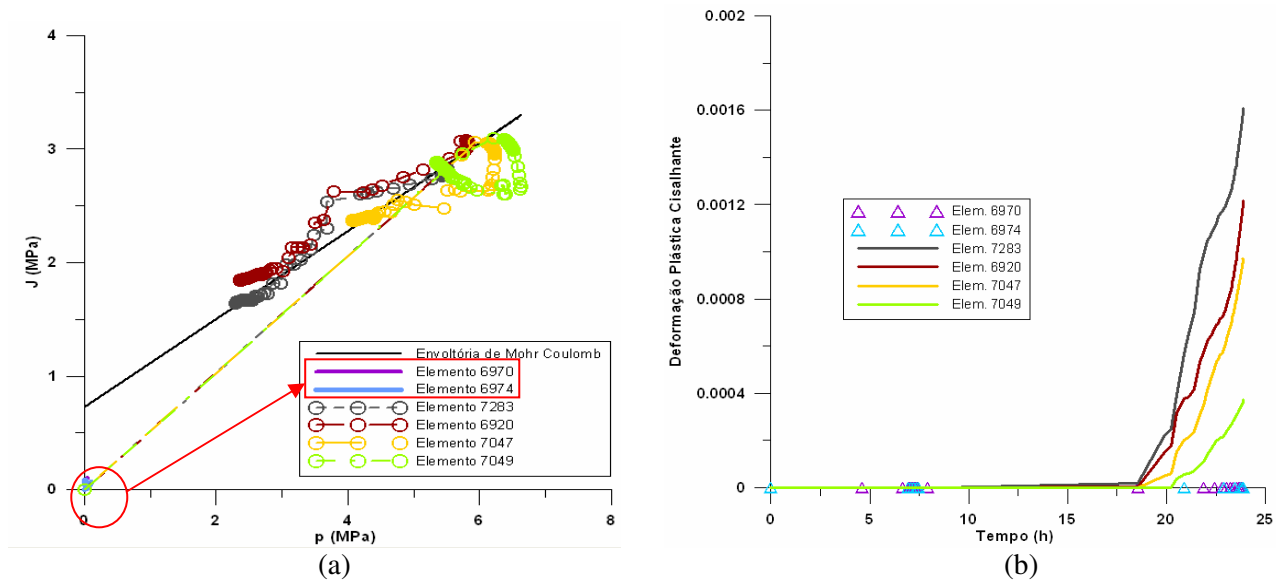


Figura 8 – Análise da Falha 02: (a) Trajetórias de Tensões; (b) Plastificação dos Elementos.

Com relação aos elementos 6970 e 6974, estes apresentaram um estado de tensões elástico e com isso a deformação plástica cisalhante foi nula para ambos. Já os elementos 6920 e 7283 (no lado esquerdo da falha), são, entre os elementos de análise, os primeiros a plastificarem, ou seja, sua trajetória de tensões atinge a envoltória de Mohr, para um tempo de 17 horas, e os elementos plastificam levando ao aumento da permeabilidade. O comportamento dos elementos 7047 e 7049 é similar ao descrito anteriormente.

4. Conclusão

O comportamento mecânico das rochas é alterado pela pressurização do reservatório, levando a plastificação das falhas e conseqüente reativação, em que, as pressões se distribuem ao longo de sua extensão. O processo de reativação das falhas é caracterizado pelo aumento da permeabilidade do material de preenchimento da falha como conseqüência de sua plastificação.

A reativação pode interferir na produção de hidrocarbonetos pela perda de pressão e fluido através da falha e conseqüente exsudação na superfície do fundo do mar, sendo assim essencial a realização de uma análise acoplada hidro-mecânica. Não existe um modelo constitutivo mecânico que represente o comportamento real da falha no processo de reativação, porém o critério de plastificação de Mohr Coulomb aqui empregado apresentou resultados que representam o mecanismo de reativação da falha.

5. Agradecimentos

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

6 .Referências Bibliográficas

- Abbo, A. J., 1997. *Finite Element Algorithms for Elastoplasticity and Consolidation*. PhD Thesis, University of Newcastle, pp. 271, February.
- Ertekin, T.; Abou-Kassem, J. H.; King, G. R., 2001. Basic applied reservoir simulation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Fernandes, J. P. V., 2008. Implementação e Aplicação do Modelo de Visco-Dano para Problemas Geomecânicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco. Recife-Brasil.
- 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.
- Soltanzadeh, H., Hawkes, C. D., 2008. Semi-analytical models for stress change and fault reactivation induced by reservoir production and injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60, (May). pp. 71-85.