



XXXVII IBERIAN LATIN AMERICAN CONGRESS
ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING
BRASÍLIA - DF - BRAZIL

MODELAGENS 2D E 3D PARA AVALIAÇÃO DE REATIVAÇÃO DE FALHAS GEOLOGICAS EM CAMPOS DE HIDROCARBONETO

Mario Alberto Ramirez

mramirez@tecgraf.puc-rio.br

Departamento de Engenharia Civil PUC-RIO

Instituto TECGRAF/PUC-RIO

Roberto Quevedo Quispe

quispe@tecgraf.puc-rio.br

Instituto TECGRAF/PUC-RIO

Deane Roehl

deane@tecgraf.puc-rio.br

Departamento de Engenharia Civil PUC-RIO

Instituto TECGRAF PUC-RIO

Rua Marquês de São Vicente, 225, 22453-900, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil

Abstract. Reservatórios de petróleo e gás estruturalmente compartimentados por falhas geológicas selantes são encontrados em diversas regiões do mundo. Durante a fase de produção, a integridade do selo destas falhas pode ser comprometida pelas deformações decorrentes dos processos de depleção e/ou injeção de fluidos. Estas deformações, em conjunto com as propriedades físicas e geométricas das rochas e falhas presentes, podem alterar significativamente o estado de tensão fazendo com que uma falha reative e se torne hidráulicamente condutora. A esse fenômeno estão associados riscos de exsudação, perda de integridade de poços e outros potenciais problemas geomecânicos. Na literatura, diversas modelagens numéricas têm sido utilizadas a fim de caracterizar e prever os fenômenos de reativação e/ou abertura de falhas geológicas. A maior parte destas abordagens faz uso de modelos bidimensionais considerando seções críticas na hipótese de estado plano de

deformação. Essas simplificações são adotadas a fim de evitar a complexidade geométrica e o alto custo computacional de uma modelagem tridimensional. No entanto, a configuração tridimensional dos planos de falha pode induzir a reativação em direção a zonas mais críticas do que aquelas contidas numa única seção. Neste trabalho apresenta-se uma metodologia para análise de reativação de falhas geológicas e discute-se a importância do uso dos modelos 3D na previsão do comportamento geomecânico de reservatórios compartimentados por falhas geológicas. Simulações numéricas considerando modelos 2D e 3D foram realizadas através de um simulador *in-house* baseado no método dos elementos finitos. Para a representação do meio contínuo foram utilizados elementos quadriláteros para o caso 2D, e elementos hexaédricos para o caso 3D. Para a representação das falhas geológicas foram utilizados elementos de interface de espessura nula segundo o critério de ruptura de Mohr-Coulomb. Da comparação dos resultados, constatam-se situações em que as análises 2D forneceram previsões de reativação e de abertura distintas daquelas obtidas com análises 3D. Particularmente em modelos com geometria irregular confirma-se a importância do emprego de modelo 3D.

Keywords: *Reativação de falhas, Elementos de interface, Elementos finitos*

1 INTRODUÇÃO

A reativação de falhas geológicas representa um dos principais riscos associados tanto à depleção de reservatórios, pela extração do hidrocarboneto, quanto ao aumento de pressão, pela injeção de fluidos durante processos de recuperação secundária. Em ambas situações, as tensões *in-situ* dentro e fora do reservatório podem ser significativamente alteradas, criando regiões com concentração de tensões cisalhantes as quais podem induzir a reativação de falhas geológicas. Consequentemente, as deformações no maciço rochoso podem ser incrementadas, causando o colapso de revestimentos, acréscimo da subsidência superficial e sismicidade (Segall et al, 1994; Morton, R. A. et al, 2006; Chan & Zoback, 2007). Além disso, falhas inicialmente selantes podem perder essa condição, criando-se aberturas e caminhos preferenciais para a migração de hidrocarbonetos do reservatório às camadas adjacentes. A fim de evitar estes potenciais problemas geomecânicos é necessário estabelecer limites de pressão adequados no desenvolvimento de estratégias de produção nos campos de petróleo e gás. Isto representa um grande desafio, antes e durante a fase de produção, já que na previsão de reativação de falhas devem ser considerados vários aspectos tais como o estado de tensão, a localização e orientação da falha, as propriedades de resistência da rocha e da falha e, as variações de poropressão no reservatório. Três metodologias são empregadas para a avaliação da estabilidade de falhas: analítica, semi-analítica e numérica. Os métodos analíticos representam boas escolhas para obtenção de previsões iniciais quando se dispõe de poucos dados. No entanto, estes devem ser utilizados com cuidado, já que em função das simplificações feitas na geometria e no estado de tensões, os limites de pressão dentro do reservatório podem ser subestimados ou superestimados. De acordo com Soltanzadeh & Hawkes (2008), as previsões baseadas nos métodos semi-analíticos, considerando modelos poro-elásticos, fornecem previsões razoavelmente boas. Porém, esta metodologia, assim como a anterior, apenas permite a identificação da pressão para o início da reativação, desconsiderando a migração de fluidos ao longo dos planos de falha e seu efeito na propagação de zonas de reativação. Já os métodos numéricos superam estas limitações, fornecendo em geral melhores aproximações dos limites de pressão. Na literatura, diferentes métodos numéricos têm sido utilizados na modelagem da reativação de falhas, tais como o método das diferenças finitas (Zhang et al., 2009; Fouladvand et al., 2009), o método dos

elementos discretos (Zhang & Sanderson, 1996), o método dos elementos finitos (Vidal-Gilbert, 2009; Zhang et al., 2009; Mendes et al., 2010) ou uma combinação destes (Rutqvist et al., 2007). A modelagem numérica de reativação de falhas basicamente consiste de dois processos que ocorrem simultaneamente: um hidráulico, responsável pela variação espacial e temporal das poropressões dentro do reservatório e, um geomecânico, responsável pelo campo de deformações e pela alteração do estado de tensão dentro e fora do reservatório.

Na simulação dos processos hidro-geomecânicos foram propostas distintas estratégias para seu acoplamento: total, parcial iterativa e parcial explícita. Settari & Walters (2001) e Kim et al., (2011) discutem as vantagens e desvantagens de essas estratégias na previsão de potenciais problemas geomecânicos. De acordo com estes autores, o acoplamento total fornece, em teoria, a melhor aproximação pois soluciona ambos processos através de um único sistema. No entanto, o mal condicionamento da matriz global do sistema acoplado e o elevado custo computacional, muitas vezes inviabilizam a solução desse sistema. O acoplamento parcial iterativo também pode fornecer boas aproximações com um menor custo computacional. Neste caso, ambos os processos são solucionados em sistemas separados que interagem entre si até que um critério de convergência seja satisfeito na avaliação dos termos de acoplamento. A principal vantagem desta estratégia é que os processos podem ser solucionados empregando diferentes métodos numéricos; em contrapartida, é necessário um gerenciamento externo a fim de transferir dados de um processo para o outro em cada instante de tempo. No acoplamento parcial explícito, ambos processos também são solucionados em separado; no entanto, ambos interagem em instantes de tempo diferentes. Numa abordagem mais simplificada, as variações de poropressão obtidas por um simulador de fluxo de reservatórios são transferidas como carregamentos para um simulador geomecânico a fim de determinar variações nos campos de tensão e deformação. Esta estratégia tem sido utilizada por Costa (1984), Bostrøm & Skomedal (2004), Mendes et al., (2010), Rueda (2013) e Pereira et al., (2014), fornecendo resultados satisfatórios na determinação dos limites de pressões de injeção em reservatórios. Nestas análises foram utilizados modelos geomecânicos bidimensionais com elementos contínuos para a representação da matriz rochosa e elementos de interface de espessura nula na representação das falhas geológicas. Modelos bidimensionais são comumente adotados a fim de evitar a complexidade geométrica e o alto custo computacional que uma modelagem tridimensional demanda. No entanto, a configuração tridimensional dos planos de falha pode induzir a reativação em direção a zonas mais críticas do que aquelas contidas em uma única seção. Recentemente, vários trabalhos têm chamado a atenção em relação à importância do uso de modelos 3D, principalmente na análise de migração de fluidos pela reativação de falhas geológicas que se intersectam (Fang, 2014; Serajian et al., 2016).

Neste trabalho apresenta-se uma metodologia para análise numérica de reativação de falhas geológicas baseada no conhecimento prévio do desenvolvimento de poropressões dentro do reservatório. Esta metodologia foi implementada em um simulador *in-house* baseado no método de elementos finitos para análise 2D/3D de reativação de falhas. Na representação do meio contínuo foram utilizados elementos quadrilaterais, para o caso 2D, e elementos hexaédricos, para o caso 3D. Para a representação das falhas geológicas foram utilizados elementos de interface de espessura nula. O comportamento geomecânico da matriz rochosa e da falha são descritos por modelos poro-elastoplásticos com base no critério de Mohr-Coulomb. Simulações numéricas de um modelo hipotético 3D foram realizadas e seus resultados comparados com aqueles correspondentes a modelos 2D definidos em duas seções de corte. Da comparação destes resultados, verificaram-se situações em que as análises 2D forneceram boas previsões de reativação e de abertura. No entanto, pela simplificação

geométrica dos modelos 2D, não foi possível identificar a reativação de zonas de falha sem contato direto com o reservatório. Este efeito foi reproduzido pelo modelo 3D, confirmando a importância de seu uso apesar da elevada complexidade na sua construção e do maior custo computacional.

2 FORMULAÇÃO EM ELEMENTOS FINITOS

Considerando que uma quantidade elementar de um meio poroso se deforma estaticamente, a equação de equilíbrio pode ser representada pelo seguinte sistema

$$\nabla_u^T (\boldsymbol{\sigma}' + \alpha p \mathbf{m}) = 0 \quad (1)$$

em que $\boldsymbol{\sigma}'$ representa o tensor das tensões efetivas (positivas em compressão), p as poropressões, α o coeficiente de Biot, \mathbf{g} o vetor das forças de corpo, ∇ um operador diferencial e \mathbf{m} é um vetor que introduz a influência da poropressão na direção normal do tensor de tensões. Fazendo uso de procedimentos padrão do método dos elementos finitos, a seguinte equação global é determinada para a descrição do comportamento geomecânico de um meio poro-elastoplástico:

$$\mathbf{K} \cdot \Delta \mathbf{u} = \Delta \mathbf{F}_{\text{ext}} \quad (2)$$

Sendo

$$\mathbf{K} = - \sum_{\Omega_e} \int \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{B} d\Omega_e \quad (3)$$

$$\Delta \mathbf{F}_{\text{ext}} = -\mathbf{L} \Delta \mathbf{p} = - \sum_{\Omega_e} \int \mathbf{B}^T \alpha \mathbf{m} \mathbf{N} d\Omega_e \cdot \Delta \mathbf{p} \quad (4)$$

Em que $\Delta \mathbf{u}$ representa os incrementos dos deslocamentos nodais, \mathbf{K} é a matriz de rigidez global e, $\Delta \mathbf{F}_{\text{ext}}$ é o vetor das forças externas definido pelo produto da matriz de acoplamento mecânico-hidráulica \mathbf{L} e o incremento de poropressões nodais $\Delta \mathbf{p}$. A matriz \mathbf{N} é aquela contém as funções de forma para descrição da poropressão dentro do elemento. A matriz \mathbf{D} é aquela que relaciona as tensões efetivas com o tensor de deformações ($\boldsymbol{\varepsilon}$) e, \mathbf{B} é a matriz que relaciona $\boldsymbol{\varepsilon}$ com \mathbf{u} .

A matriz \mathbf{D} é definida em função do modelo constitutivo adotado, com sua expressão geral definida por :

$$\mathbf{D} = \mathbf{D}^e - \frac{\mathbf{D}^e \frac{\partial P}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \left(\frac{\partial F}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \right)^T}{\left(\frac{\partial F}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \right)^T \mathbf{D}^e \frac{\partial P}{\partial \boldsymbol{\sigma}'}} \quad (5)$$

Em que \mathbf{D}^e é a matriz constitutiva elástica, F é a função de plastificação e P é a função potencial plástico, ambas dependentes do estado de tensão. Neste trabalho, empregou-se o critério de Mohr-Coulomb com lei de fluxo associada ($F = P$) tanto na matriz rochosa quanto nas falhas geológicas. A dedução da matriz \mathbf{D} foi apresentada em trabalhos anteriores. Para a matriz rochosa, por exemplo, cita-se Potts & Zdravkovic (1999). Já para sua definição no plano de falha, foram feitas algumas modificações como apresenta-se a seguir.

A matriz elástica é definida pela seguinte equação:

$$\mathbf{D}^e = \begin{bmatrix} K_s & 0 & 0 \\ 0 & K_s & 0 \\ 0 & 0 & K_n \end{bmatrix} \quad (6)$$

Em que K_n e K_s representam o coeficiente de rigidez normal e tangencial da falha, respectivamente. A envoltória que estabelece o limite entre as regiões elástica e plástica está apresentada na Figura 1, em que c e ϕ representam a coesão e ângulo de atrito da falha.

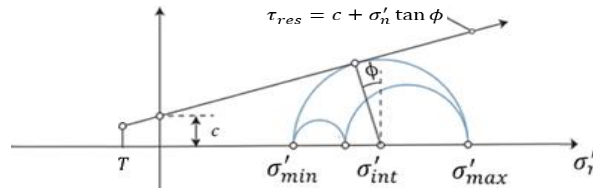


Figura 1. Envoltória de Mohr-Coulomb com cut-off no espaço σ'_n - τ

Observa-se que na definição desta envoltória são necessárias duas funções, uma em compressão para a determinação da máxima tensão cisalhante (τ_{res}) e outra para a determinação da resistência à tração. Segundo Michal (2009) e Rueda (2013), é aconselhável limitar a magnitude das tensões normais de tração por um valor específico (T), através de uma superfície adicional de corte (tension cut-off). Desta forma, duas funções, ambas apresentadas nas Eqs. (7) e (8), foram utilizadas neste trabalho:

$$F_1 = \tau_s - (c + \sigma'_n \tan \phi) \quad (7)$$

$$F_2 = -T + \sigma'_n \quad (8)$$

onde τ_s representa a tensão cisalhante atuante no plano de falha que, para o caso 3D com componentes τ_{s1} e τ_{s2} , foi definida segundo a seguinte equação:

$$\tau_s = \sqrt{\tau_{s1}^2 + \tau_{s2}^2} \quad (9)$$

Logo, um estado de tensão no plano de falha pode plastificar por cisalhamento, indicando a reativação da falha, ou por tração, indicando a abertura da falha. No caso da plastificação por cisalhamento, foi estabelecido um parâmetro que define a tendência de reativação da falha denominado índice de reativação (IR), definido pela Eq (10). Valores menores que 1 indicam que a falha é estável, já um valor igual a 1, indica que uma falha foi reativada.

$$IR = \frac{\tau_s}{\tau_{res}} \quad (10)$$

Elementos de interface com espessura nula baseados na formulação de Goodman (1968), Day & Potts (1994) foram utilizados neste trabalho. Estes elementos apresentam duas faces: topo e base, como mostra a Figura 2. No caso 3D empregaram-se elementos de interpolação quadrática de 16 nós com integração reduzida (4 pontos de Gauss). Já para o caso 2D, foram utilizados elementos de interpolação quadrática de 6 nós, também com integração reduzida (2 pontos de Gauss).

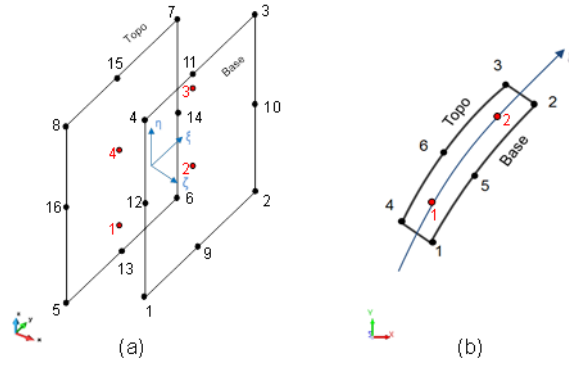


Figura 2. Elemento de interface de interpolação quadrática, (a) 3D e (b) 2D

Os deslocamentos no sistema global estão definidos pela Eq. (11), e Eq. (12) para o topo e a base, respectivamente. Observe que estes deslocamentos são apresentados apenas para o caso 3D. No entanto, na avaliação do caso 2D basta desconsiderar a componente em z.

$$\mathbf{u}_G^{topo} = \begin{Bmatrix} u_x^{topo} \\ u_y^{topo} \\ u_z^{topo} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum N_i u_{xi} \\ \sum N_i u_{yi} \\ \sum N_i u_{zi} \end{Bmatrix} \quad \text{onde } i = 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15, 16 \quad (11)$$

$$\mathbf{u}_G^{base} = \begin{Bmatrix} u_x^{base} \\ u_y^{base} \\ u_z^{base} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum N_i u_{xi} \\ \sum N_i u_{yi} \\ \sum N_i u_{zi} \end{Bmatrix} \quad \text{onde } i = 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11, 12 \quad (12)$$

Logo, os deslocamentos nas coordenadas locais estão definidos como

$$\mathbf{u}_L^{topo} = \mathbf{R} \cdot \mathbf{u}_G^{topo} \quad (13)$$

$$\mathbf{u}_L^{base} = \mathbf{R} \cdot \mathbf{u}_G^{base} \quad (14)$$

onde \mathbf{R} é a matriz de transformação entre o sistema global e local.

A deformação para o elemento de interface é definida dos deslocamentos relativos entre o topo e base como se mostra na Eq. (15):

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{u}_L^{topo} - \mathbf{u}_L^{base} = \mathbf{R} (\mathbf{u}_G^{topo} - \mathbf{u}_G^{base}) \quad (15)$$

que pode ser escrita como:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{B} \cdot \Delta \mathbf{u} \quad (16)$$

com a matriz \mathbf{B} definida através de

$$\mathbf{B} = \mathbf{R} \cdot \mathbf{N} \quad (17)$$

Finalmente, as tensões são determinadas de:

$$\begin{Bmatrix} \tau_{s1} \\ \tau_{s1} \\ \sigma'_n \end{Bmatrix} = [\mathbf{D}] \begin{Bmatrix} \varepsilon_{s1} \\ \varepsilon_{s1} \\ \varepsilon_n \end{Bmatrix} \quad (18)$$

Para simular a migração de fluido através do plano da falha considerou-se que quando uma região de falha é reativada ou aberta, ocorre uma migração instantânea que transmite

toda a pressão da zona adjacente, inicialmente pressurizada, para a nova zona reativada. Esta migração foi avaliada através de um parâmetro que mede uma condição de instabilidade (*CI*). Esse parâmetro pode adotar quatro valores inteiros entre 0 e 3. Para isto, assumiu-se que as falhas que se encontram fora do reservatório são inicialmente seladas, mas podem perder o selo em algum momento da análise quando a *CI* tem um valor diferente de 0. A Tabela 1 apresenta o significado de cada valor de *CI*.

Tabela 1. Condição de instabilidade

CI	Significado do valor da condição de instabilidade
0	A falha não reativou nem abriu em nenhum momento da análise, conserva o selo.
1	A falha reativou em algum momento da análise, perdeu o selo.
2	A falha abriu em algum momento da análise, perdeu o selo.
3	A falha reativou e abriu em algum momento da análise, perdeu o selo.

3 ESTUDO DE CASO

A metodologia para a análise da reativação de falhas geológicas descrita foi implementada em um simulador *in-house* de elementos finitos 2D/3D (Quispe, 2012) com processamento paralelo. Na geração dos modelos foi utilizado o pré-processador GID v.12 (CIMNE, 2012) e para a visualização de resultados empregou-se o software Pos3D desenvolvido no Instituto TecGraf.

O modelo sintético utilizado neste trabalho é composto por 7 camadas e 3 falhas geológicas, como apresenta a Figura 3. Observa-se que a estrutura geológica apresenta uma série de rejeitos na interface entre as camadas e as falhas geológicas. O modelo é composto por 161200 elementos hexaédricos BRICK20 e por 5460 elementos de interface. No total a malha é formada por 686208 nós.

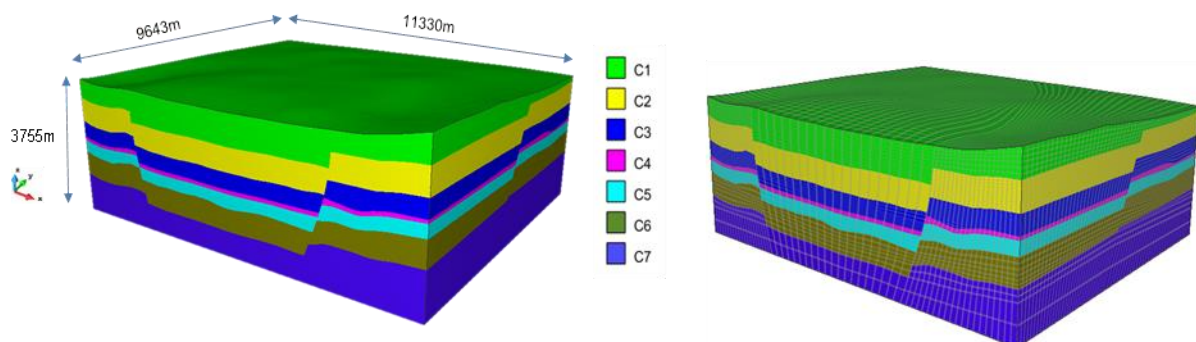


Figura 3. Geometria e malha de elementos finitos do modelo 3D.

Uma região da camada C4 com uma espessura média de 100m (Figura 4) foi pressurizada a fim de representar o processo de injeção de fluidos. Nesta figura também se observa a

posição das falhas em relação à zona de injeção, assim como a malha de elementos de interface.

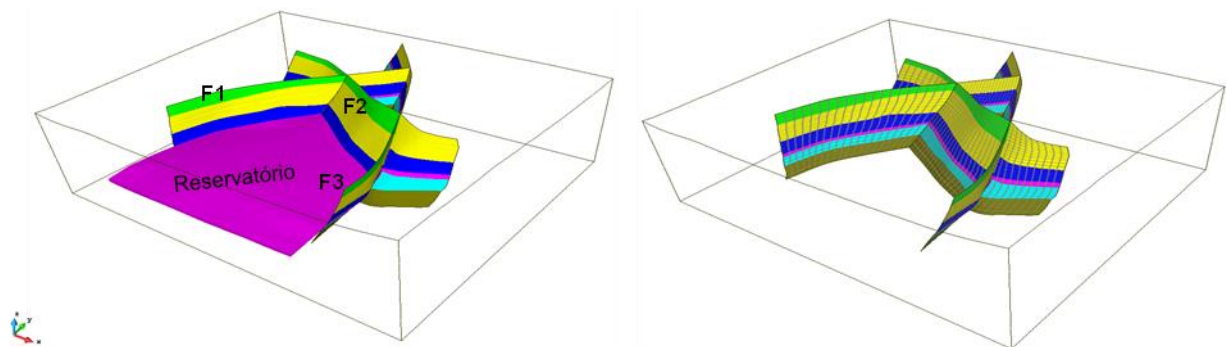


Figura 4. Geometria e malha de elementos de interface para representação das falhas geológicas.

Dois modelos na hipótese de estado plano de deformação foram construídos com base em duas seções extraídas do modelo 3D. A seção 1, apresentada na Figura 5, intersecta as três falhas (F1, F2 e F3) consideradas no modelo 3D. A malha possui 11338 nós e é composta por 3600 elementos quadrilaterais Q8 e 150 elementos de interface. A seção 2, apresentada na Figura 6, intersecta apenas as falhas F1 e F3. Esta malha possui 11739 nós e é composta por 3780 elementos quadrilaterais tipo Q8 e 68 elementos de interface.

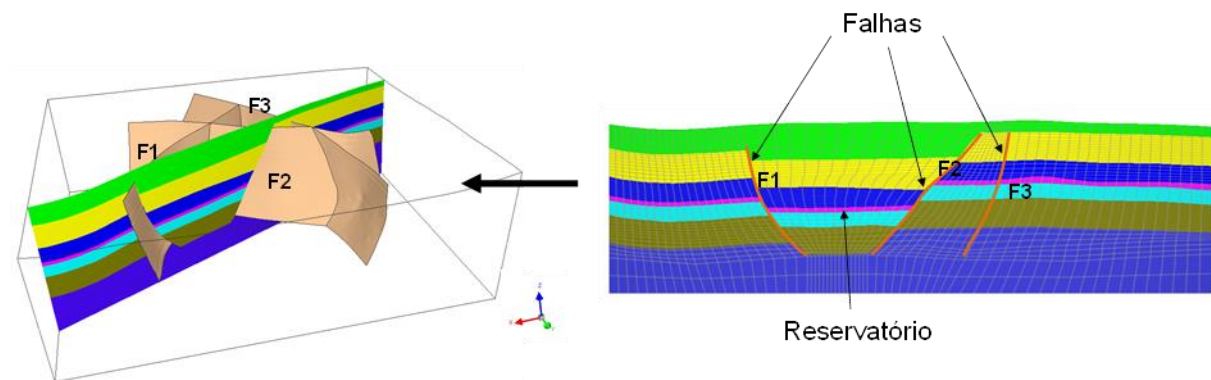


Figura 5. Geometria e malha de elementos finitos para a seção 1.

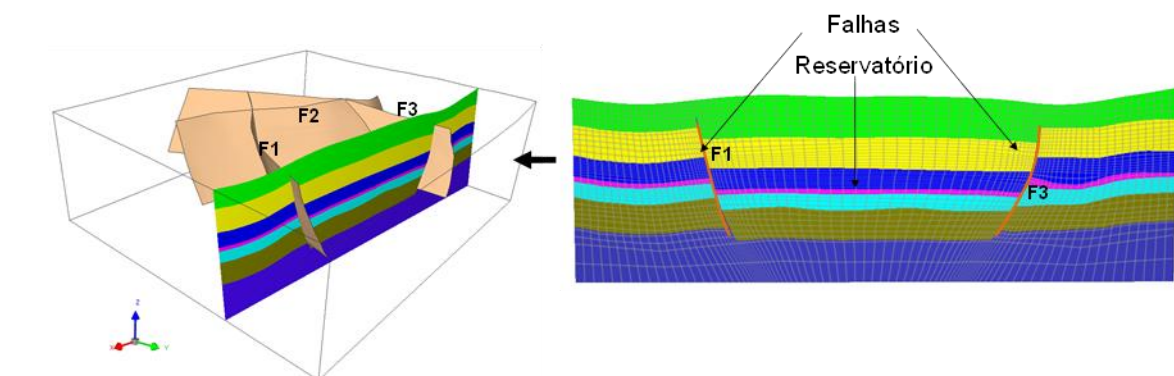


Figura 6. Geometria e malha de elementos finitos para a seção 2.

As propriedades geomecânicas utilizadas nas camadas e nas falhas geológicas encontram-se listadas nas Tabelas 2 e 3, respectivamente. Estes valores foram adotados com base trabalhos prévios reportados na literatura (Mendes et al., 2010, Pereira et al., 2014 e Rueda 2013). A resistência à tração da falha para este caso foi considerada com um valor nulo.

Tabela 2. Propriedades para os elementos sólidos

Camada	E (MPa)	ν	c (MPa)	ϕ (°)
C1	4000	0,38	2,25	28,50
C2	5500	0,37	2,50	29,00
C3	6000	0,36	2,75	29,50
C4	7000	0,35	3,00	30,00
C5	8000	0,34	3,25	30,50
C6	8500	0,33	3,50	31,00
C7	9000	0,32	4,00	31,50

Tabela 3. Propriedades para os elementos de interface

Camada	K_n (MPa/m)	K_s (MPa/m)	c (MPa)	ϕ (°)
FC1	8000	1450	0,50	20,00
FC2	11000	2010	0,50	20,00
FC3	12000	2210	0,50	20,00
FC4	14000	2590	0,50	20,00
FC5	16000	2990	0,50	20,00
FC6	17000	3200	0,50	20,00
FC7	18000	3410	0,50	20,00

Na Tabela 2, E é o módulo de elasticidade e ν é coeficiente de Poisson dos elementos sólidos. Na definição do estado de tensão vertical inicial adotou-se um gradiente vertical de tensão efetiva de 12,50 kPa/m. Para a definição das tensões efetivas horizontais empregou-se

um coeficiente lateral de 0,53. Em todas as análises (2D e 3D) aplicou-se um incremento uniforme de poropressão equivalente a 25MPa na região mostrada na Figura 4. As simulações foram executadas em um CPU com processador Intel® Core™ i7 e memória RAM de 32 GB.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os tempos computacionais gastos nas análises 2D foram de 18 e 12 minutos para as seções 1 e 2, respectivamente. Já na análise 3D, o tempo computacional gasto foi de 15,6 horas. A Figura 7 apresenta a região correspondente aos primeiros pontos de reativação na seção 1. A Figura 8 a) mostra uma comparação da evolução do índice de reativação (IR) com o incremento de pressão de injeção aplicado nessa região da falha F2. Observa-se que ambas análises forneceram tendências bastante similares. No entanto, na análise 3D, o primeiro ponto de reativação na falha ocorre para um incremento de pressão na injeção de 3MPa enquanto que na análise 2D para um valor de 4MPa. A Figura 8 b) apresenta a evolução da tensão efetiva normal ao plano de falha. Pode-se notar que ambas análises também forneceram tendências similares para a anulação das tensões normais efetivas, o que ocorre para um incremento de poropressão na injeção de 12,5MPa na análise 3D e de 14MPa na análise 2D.

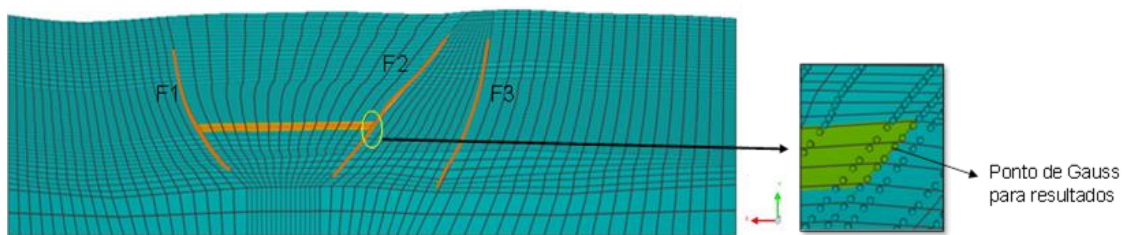


Figura 7. Região de interesse para avaliação de resultados na seção 1.

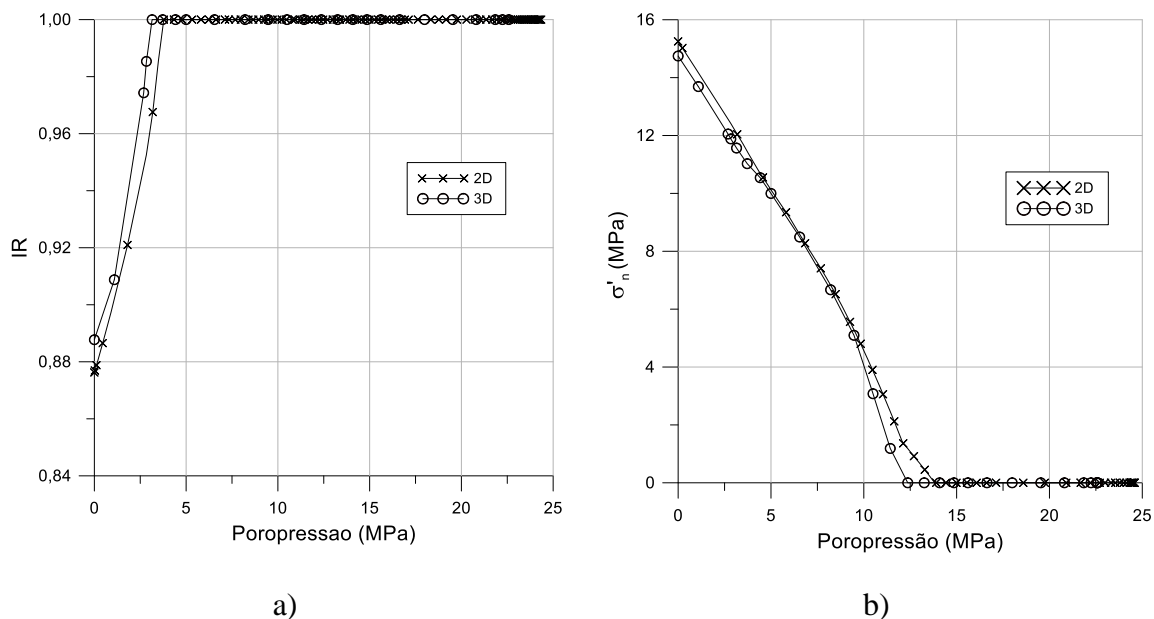


Figura 8. a) Evolução do índice de reativação com a pressão de injeção e b) Evolução da tensão normal efetiva com a pressão de injeção. Ambos na seção 1.

De forma similar, a Figura 9 apresenta a região correspondente aos primeiros pontos de reativação na seção 2. A Figura 10 a) mostra uma comparação da evolução do índice de reativação (IR) com o incremento de pressão de injeção aplicada nessa região da falha F3. Observa-se que neste caso, ambas as análises 2D e 3D forneceram praticamente a mesma resposta. Ambas atingem o primeiro ponto de reativação para um incremento de pressão de 4MPa. No entanto, na Figura 10 b) observa-se que a anulação das tensões normais efetivas ocorre para um incremento de pressão de 15MPa na análise 3D e de 16MPa na análise 2D..

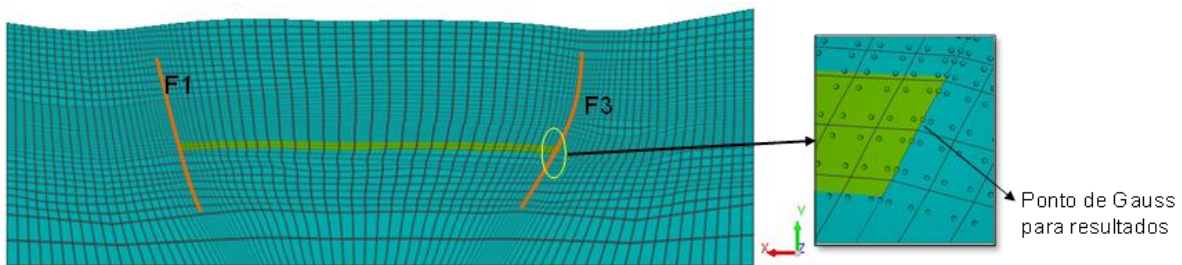


Figura 9. Região de interesse para avaliação de resultados na seção 2.

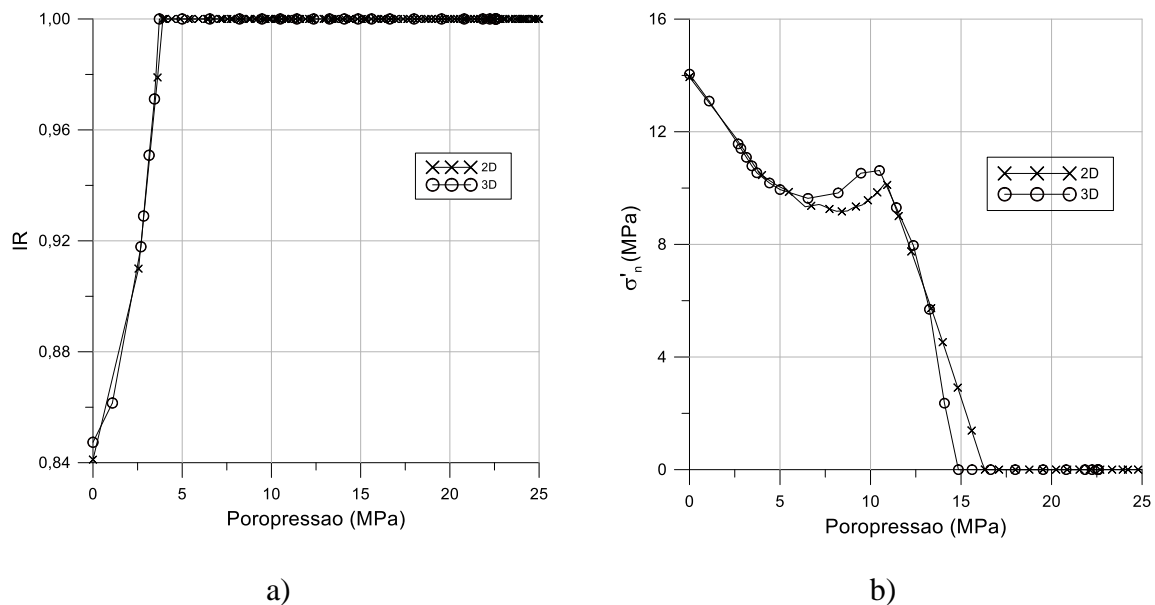


Figura 10. a) Evolução do índice de reativação com a pressão de injeção e b) Evolução da tensão normal efetiva com a pressão de injeção. Ambos na seção 2.

As Figuras 11 e 12 apresentam o efeito da migração do fluido fazendo uso do critério de instabilidade de falha em diferentes pressões de injeção das análises 2D (na seção 2) e 3D. Como pode ser apreciado em ambas as figuras, o fluido migra primeiro para o underburden e depois para o overburden. Isto pode ser explicado pelas inclinações das falhas modeladas. Estas tiveram inclinações mais próximas da crítica no underburden e por isto, o fluido migra nessa direção apesar de encontrar uma maior resistência.

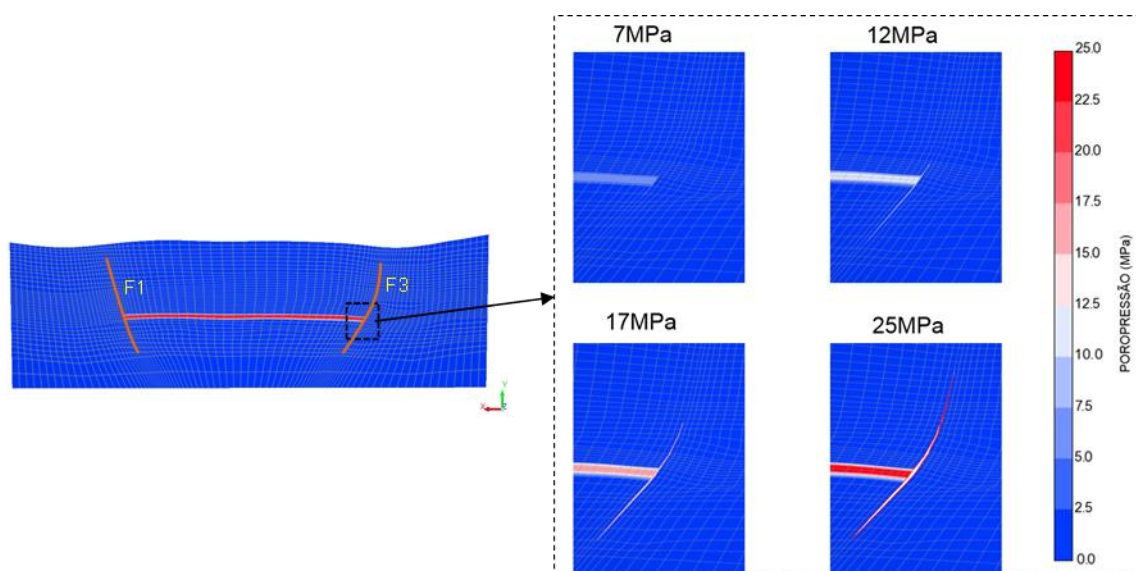


Figura 11. Migração da poropressão 2D

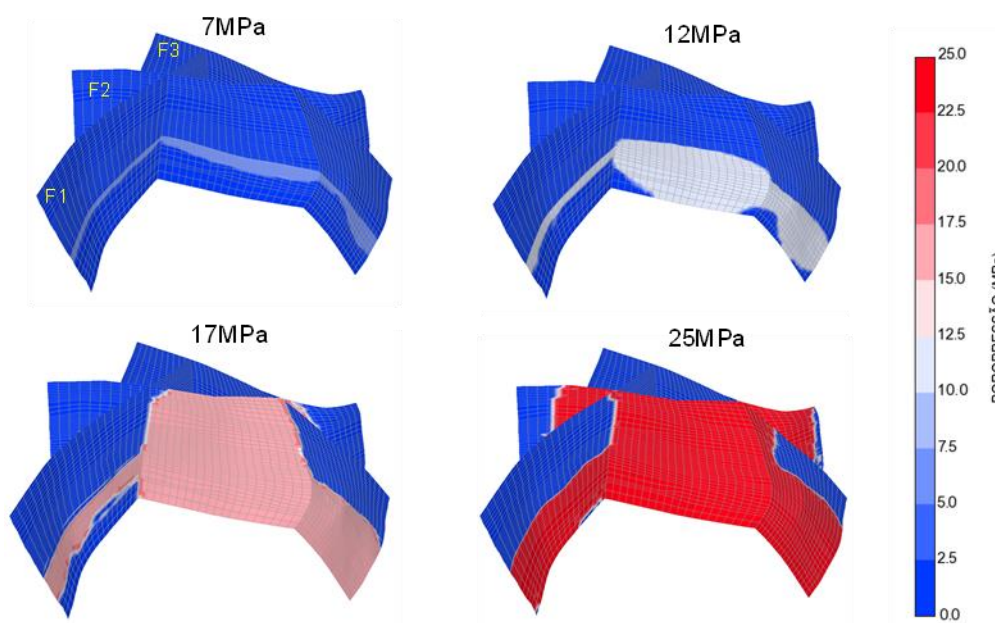


Figura 12. Migração da poropressão 3D

Na Figura 13 também se observa como uma região da falha F2, sem contato com a região pressurizada do reservatório, também apresentou migração da pressão de injeção. Este resultado não poderia ser reproduzido através de uma análise 2D pois não haveria um contato entre essa região da falha e a zona de injeção. A Figura 14 mostra a evolução do IR e da tensão normal efetiva de um ponto identificado na Figura 13. Observa-se que a falha é reativada após a injeção de 15MPa enquanto que as tensões normais efetivas são anuladas com quase 20MPa.

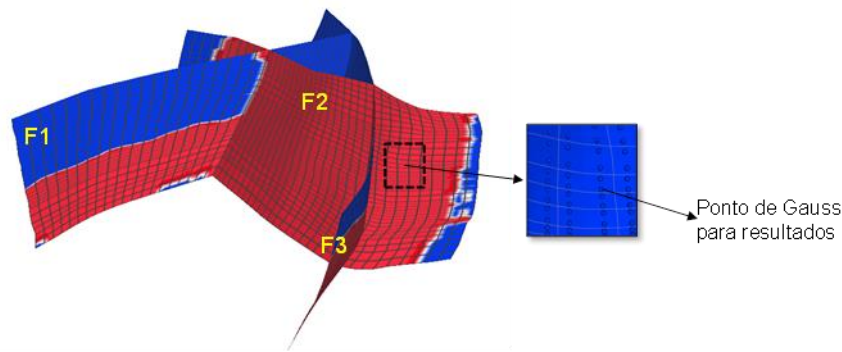


Figura 13. Falha fora do reservatório F2

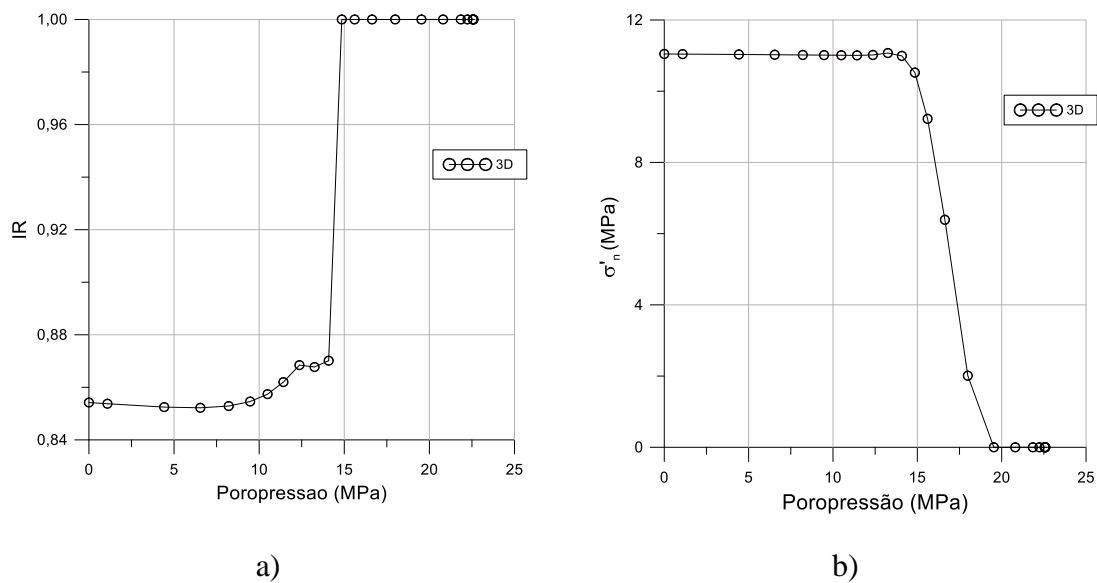


Figura 14. a) Evolução do índice de reativação com a pressão de injeção e b) Evolução da tensão normal efetiva com a pressão de injeção. Ambos na região indicada na Figura 12.

5 CONCLUSÕES

Uma metodologia para análise de reativação de falhas geológicas e para a definição de pressões de injeção máximas em reservatórios foi apresentada neste trabalho. Embora esta metodologia seja baseada em uma abordagem que simplifica o nível de acoplamento entre os processos hidráulicos e geomecânicos, é possível identificar as principais características dos fenômenos de reativação e abertura de falhas geológicas. Um modelo de um campo hipotético considerando camadas com rejeitos e três falhas geológicas foi simulado empregando modelos 2D e 3D. Da comparação dos resultados, verificaram-se situações em que as análises 2D forneceram previsões bastante similares àquelas obtidas nas análises 3D. No entanto, o fenômeno de migração de fluido através dos planos de falha sem nenhum contato com a zona de injeção não pode ser reproduzido pelas análises 2D. Isto confirma a importância do uso de modelos 3D apesar da elevada complexidade na construção dos modelos e do maior custo computacional. Por fim, os resultados obtidos nas análises demonstram a aplicabilidade da metodologia apresentada a problemas de campos reais.

6 REFERÊNCIAS

- Costa, A. M., 1984. An application of computational methods and principles of rock mechanics in the design and analysis of underground excavation for the underground mining. *PhD Thesis, Graduate School of Engineering (COPPE), Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ)*
- Bostrøm, B., & Skomedal, E., 2004. Reservoir aeromechanics with ABAQUS. *2004 ABAQUS Users' Conference*, p 117-131
- Chan, A. W., Zoback, M. D., 2007. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana Coastal Zone. *Journal of Coastal Research* 23 p 771-786
- CIMNE-International Center for Numerical Methods in Engineering, 2010. *GID The personal pre and postprocessor. Version 10.0. User Manual, 2010*
- Chapman RE., 1983 *Petroleum geology. Amsterdam, New York: Elsevier*
- Fang, Z., Younessi, A., Hon, V. Y., Refli, I., Piah, M., & Faizzudin, M., 2014. 3D Numerical Dynamic Geomechanical Analyses of Compaction, Subsidence and Fault Reactivation Throughout Multiple Producing and Injecting Reservoirs of a Sarawak Offshore Oil and Gas Field, Malaysia. *In International Petroleum Technology Conference.*
- Fouladvand, A., Baroni, A., Cangani, L & Deflande, J., 2009. Geomechanical modeling integrating subseismic faults. *SPE Asia Pacific Oil and Gas conference and exhibition, Society of Petroleum Engineering.*
- Goodman, E. L.; Taylor, R. L.; & Brekke, A. M., 1968. A model for the mechanics of jointed rock. *Journal of Soil and Mechanics and Foundation Engineering*, vol. 94, 637–659.
- Kim, J., Tchelepi, H. A. and Juanes, R., 2011. Stability and Convergence of Sequential Methods for Coupled Flow and Geomechanics: Fixed-Stress and Fixed-Strain Splits. *Comput. Method. Appl. M.* 200 (13-16), p1591-1606.
- Mendes, R. A., Costa, A., Souza, L., Pereira, L & Oliveira, M. F., 2010. Risks and mitigation problems in a CO2 injection project for a petroleum onshore field in Brazil. *ARMA, American Rock Mechanics Association.*
- Michal, S. *GEO FEM-Theoretical manual 2009. A computer program for nonlinear finite element analysis of geotechnical problems.*
- Moeck, I., Kwiatek, G., Zimmermann, G., 2009. Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. *Journal of Structural Geology*. 31 p. 1174-1182.
- Morton, R.A., Bernier, J.C. and Barras, J. A., 2006, Evidence of regional subsidence and associated interior wetland loss induced by hydrocarbon production, Gulf Coast region, USA, *Environmental Geology*, 50, 261-274
- Ng, K. L. A.; & Small, J. C., 1997. Behavior of Joints and Interfaces Subjected to Water Pressure. *Computers and Geotechnics*, vol. 20, pp. 71–93.
- Potts, M. D., Zdravkovic, L. 1999. Finite element analysis in geotechnical engineering. *Imperial College of Science, Technology and Medicine.*

- Quispe, R., 2012. Analise tridimensional de problemas hidromecânicos em solos parcialmente saturados. *Tese de Doutorado Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*
- Rueda, J. A., Norena, N., Oliveira, M. F. F., & Roehl, D. M., 2014. Numerical models for detection of fault reactivation in oil and gas fields. In: *48th US Rock Mechanics Conference (ARMA 2014)*, p. 1-8.
- Rueda, J. A., Oliveira, M. F. F., & Roehl, D. M., 2013. Geological fault reactivation with discrete and distributed numerical models. In: *XXXIV Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering (CILAMCE 2013)*, p. 1-14.
- Rueda, J. A., 2013. Reativação de falhas geológicas com modelos numéricos discretos e distribuído. *MSc. Thesis, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro*.
- Rutqvist, J., Rinaldi A.P., Cappa, F. & Moridis, G. J., 2013. Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering 107*, p 1798-1807.
- Rutqvist, J., 2012. The Geomechanics of CO₂ Storage in Deep Sedimentary Formations. *Geotech. Geol. Eng. 30*, p 525-551.
- 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 Convers. Manag. 48*, p 1798-1807.
- Rutqvist, J., Wu, Y. S., Tsang, C. F. & Bodvarsson, G., 2002. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 39*
- Segall, P. S., Grasso, J.R., Mossop, A., 1994. Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France. *J. Geophys. Res. 99 (B8)*, p 15423-15438.
- Serajian, V., Diessl, J., Bruno, M. S., Hermansson, L. C., Hatland, J., Risanger, M., & Torsvik, R. M., 2016. 3D Geomechanical Modeling and Fault Reactivation Risk Analysis for a Well at Brage Oilfield, Norway. In *SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Settari, A., & Walters, D. A. 2001. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction. *Spe Journal, 6(03)*, p 334-342.
- 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(2)*, p 71-85.
- Vidal-Gilbert, S. et al., 2009. 3D geomechanical modeling for CO₂ geologic storage in the Dogger carbonates of the Paris Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, p 288-299
- Zhang, X., Sanderson, D. J., 1996. Numerical modelling of the effects of fault slip on fluid flow around extensional faults. *Geomechanics Research Group, Departement of Geology, University of Southampton. Journal of Structural Geology*. P 109-119
- Zhang, Y., Gartrell, A., Underschultz, J.R., & Dewhurst, D. N., 2009. Numerical modelling of strain localisation and fluid flow during extensional fault reactivation: Implications for hydrocarbon preservation. *Journal of Structural Geology volume 31*, p 315-327