

Modelo Geomecânico Conceitual para Reativação de Falhas em Reservatórios de Campos Offshore

Elias Enes de Oliveira ⁽¹⁾; Geraldo de Souza Ferreira ⁽¹⁾

(1) Universidade Federal Fluminense: eliasenes@id.uff.br; geraldoferreira@id.uff.br

Resumo: O aumento da exploração de petróleo em campos offshore tem demandado estudos para o melhor entendimento do comportamento de reservatórios e para garantir a integridade estrutural. Na maioria das vezes tais reservatórios apresentam estruturas complexas como falhas que trapeiam o óleo na subsuperfície, e ao desenvolvê-los é necessário sempre estar atento ao risco de reativação dessas falhas com a alteração da pressão de poros. Esse fenômeno pode causar danos irreversíveis ao meio ambiente e financeiros às operadoras. Este trabalho apresenta um modelo conceitual para estabelecer limites geomecânicos que não comprometam a integridade dos reservatórios reativando as falhas em reservatórios típicos de águas profundas, e assim provê o suporte necessário para a facilitação do gerenciamento do mesmo.

Palavras-chave: Modelo geomecânico, reservatórios de petróleo, reativação de falhas, águas profundas.

1. Introdução

O descobrimento de grandes reservas em reservatórios de águas profundas e ultra profundas tem estimulado e, de certa forma, viabilizado o desenvolvimento das tecnologias de exploração em alto mar [SNYDER, 1977], assim como requerido melhor entendimento do comportamento desses reservatórios ao longo do tempo de desenvolvimento do campo.

Tais reservatórios apresentam estruturas complexas como falhas e fraturas que impactam processos naturais como o transporte de fluidos e as propriedades mecânica das rochas [ZOBACK, 2007]. A alteração do estado natural em que se encontram causados pela produção e injeção de fluidos pode comprometer a integridade dessas estruturas. As falhas geológicas que atuam de maneira a trapear o petróleo, podem ser reativadas devido à variação do estado inicial de tensão induzidos pela alteração da pressão de poros [CORDERO, 2013].

Se reativadas, as falhas podem se tornar caminhos preferenciais para o movimento dos fluidos [SOLTANZADEH e HAWKES, 2008], oferecem riscos de perda de contenção dos fluidos de petróleo na subsuperfície, o que pode ser prejudicial economicamente às operadoras e à natureza, principalmente quando resultam em vazamentos.

O presente trabalho apresenta um modelo conceitual geomecânico, também conhecido como Mechanical Earth Model - MEM, com o objetivo de representar o comportamento de falhas geológicas diante a variação da pressão de poros, analisar o potencial de reativação de falhas e, por fim, determinar limites geomecânicos

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

para que não ocorra reativação das mesmas sob a injeção e ou produção de fluidos no reservatório.

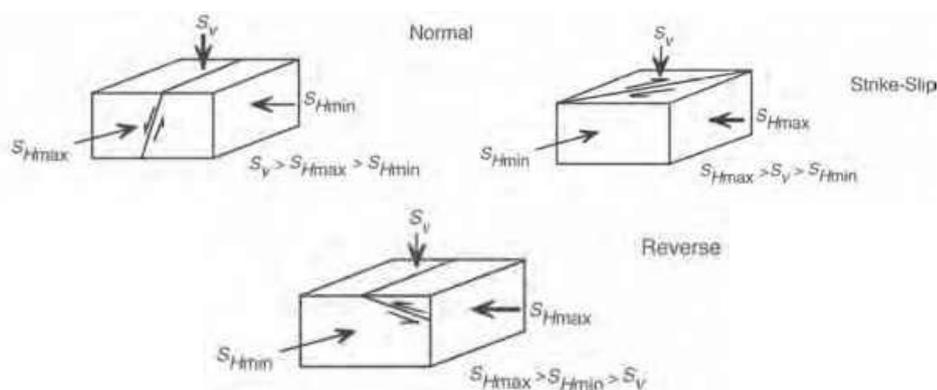
2. Fundamentos para a Modelagem Geomecânica

Segundo PLUMB et al. [2000], modelos geomecânicos são representações do estado de tensão e das propriedades das rochas em uma região da subsuperfície e suas componentes chave são resistência das rochas e o estado de tensão em que ela se encontra associadas à pressão de poros.

2.1. Falhas e os Regimes de Tensões

De acordo com a teoria proposta por E. M. Anderson em 1951, as falhas podem ser classificadas em três tipos principais em três regimes de tensão diferentes de acordo com a magnitude das tensões principais atuantes na rocha, S_v – a tensão vertical, S_{Hmax} – a tensão máxima horizontal, S_{Hmin} – a tensão mínima horizontal, como pode-se observar na Figura 3.

Figura 1. Classificação das falhas por E. M. Anderson (1951)



Fonte: Netwas Group Oil (2016)

A Figura 1 ilustra como o estado de tensão classifica o regime de falha em normal, transcorrente ou *strike-slip* e reverso.

2.2. Relações entre pressão de poros e as tensões

É fundamental entender a relação entre a pressão de poros e o estado de tensão para verificar que há alteração no estado de tensão ao se produzir ou injetar fluidos no reservatório. Para isso, Terzagui [1936] introduziu o conceito de tensão efetiva dado pela equação 1.

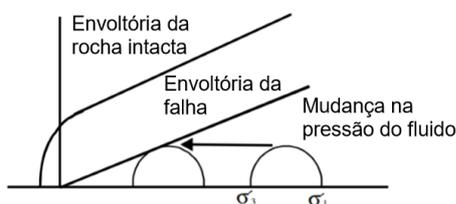
$$\sigma'_{1,2,3} = \sigma_{1,2,3} - P_p \quad (1)$$

Onde $\sigma'_{1,2,3}$ é a representação das tensões principais efetivas, $\sigma_{1,2,3}$ as tensões principais totais atuantes na rocha em três direções, e P_p é a pressão de poros. Com essa relação é possível perceber que ao se injetar ou produzir fluidos em um reservatório a pressão de poros será alterada e, como consequência, o estado de tensão.

2.3. O critério de Mohr-Coulomb para reativação de falhas

Um critério muito utilizado para verificar se uma rocha submetida a um determinado estado de tensão irá falhar é o de Mohr-Coulomb. Na Figura 2, o estado de tensão é dado pelo círculo que pode se deslocar para esquerda ou direita dada alteração da pressão de poros.

Figura 2. Reativação de falhas pelo critério de Mohr-Coulomb



Fonte: Adaptado Cordero (2013)

3. O Modelo Geomecânico - MEM

Com a finalidade de se simular possíveis situações de reativação de falha diante da produção e injeção de fluidos, dois modelos geomecânicos foram construídos: um modelo analítico e outro numérico, que utiliza a versão de estudante do software Abaqus 2017.

3.1. Construção do Modelo e Premissas

Para se construir o modelo conceitual para reativação de falhas, um reservatório com uma falha inclinada em 60 (sessenta) graus e propriedades típicas de reservatórios de águas profundas foi esquematizada como pode-se observar na Figura 3.

As premissas adotadas para o modelo serão utilizadas para ambos modelos numérico e analítico e são as seguintes: i. Reservatório homogêneo e isotrópico; ii. Regime de falha normal segundo a teoria Andersoniana; iii. Rochas confinadas nas direções laterais; iv. P_p utilizada é igual a pressão hidrostática; v. O reservatório é saturado apenas com água.

Algumas propriedades adotadas na construção do modelo são apresentadas na Tabela 1. Sendo que o coeficiente de Poisson e a coesão utilizados foram os mesmos para a camada superior e para o reservatório, com os valores de 0,35 e 2 GPa, respectivamente. A porosidade do

reservatório adotada é de 0,25. Enquanto o gradiente da pressão poros é utilizado o de 10,516 KPa por metro.

Figura 3. Esboço da geometria utilizada no modelo

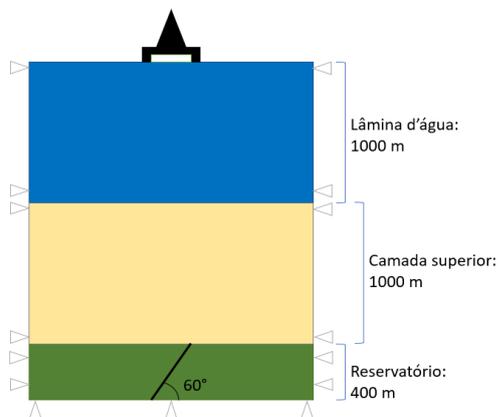


Tabela 1. Dados das propriedades das rochas

Camada	ρ (kg/m ³)	E (MPa)
Camada Superior	2.035	30.000
Reservatório	2.650	50.000

Fonte: Compilação própria

Diversos cenários de injeção e depleção são possíveis, mas por critérios de simplificação apenas dois cenários foram selecionados como apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Cenários selecionados para se construir o MEM

	Cenários	
	1	2
Bloco-1	-	-
Bloco-2	Injeção	Depleção

Fonte: Compilação própria

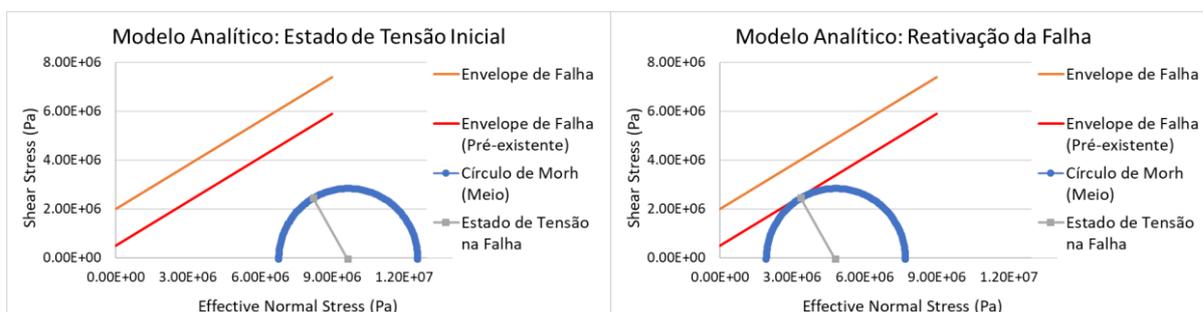
A modelagem geomecânica se dá em dois estágios principais: o primeiro é chamado de geostático, onde o estado inicial de tensão do reservatório se encontra; o segundo é onde haverá variação da pressão de poros e, por consequência, alteração do estado de tensão no reservatório e na falha, que será aplicado para diferentes cenários de variação de pressão de poros ΔP_p – diferença entre a pressão de poros final e a inicial.

4. Resultados

4.1. Resultados do Modelo Analítico

Para o modelo analítico foi utilizado critério de Mohr-Coulomb e apenas o caso de injeção foi abordado, pois ao utilizar este critério a depleção deslocaria o círculo de Mohr para a direita, longe do envelope de falha. A Figura 4 mostra o estado inicial de tensão em que a falha do reservatório está submetida.

Figura 4. Representação do estado inicial de tensão na falha e da reativação da falha



Um ponto na profundidade do meio do reservatório (-2200 m) foi selecionado para se calcular os valores das tensões normais e cisalhantes para se obter o estado de tensão. Em seguida, incrementos de pressão de poro ΔP_p positivos foram adicionados para fazer com o círculo tocasse no envelope da falha pré-existente no reservatório simulando uma injeção no reservatório, onde se chegou ao número de ΔP_p igual à 4,85 MPa, como pode-se observar na imagem à direita da Figura 4.

4.2. Resultados do Modelo Numérico

O Abaqus utiliza do método dos elementos finitos (MEF) e suas relações constitutivas para modelar diferentes materiais e torna possível simular o comportamento das rochas e discretiza o contínuo em elementos para simplificar a resolução das equações do problema.

A geometria foi discretizada ao máximo diante da limitação da versão de estudante do software, com elementos do tipo C3D4P e um total de 934 nós. A Figura 5 apresenta a discretização e a distribuição da pressão de poros que será uma condição inicial para se chegar ao estágio geostático e se obter o estado de tensão do reservatório.

4.2.1. Estado Inicial de Tensão

O regime de falha utilizado nesse trabalho é o Normal, a Figura 7 mostra o estado de tensão inicial do reservatório.

Figura 5. Geometria discretizada e gradiente da pressão de poros do reservatório

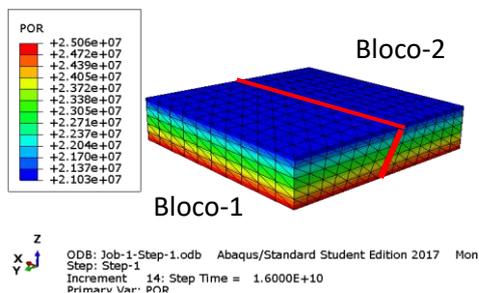
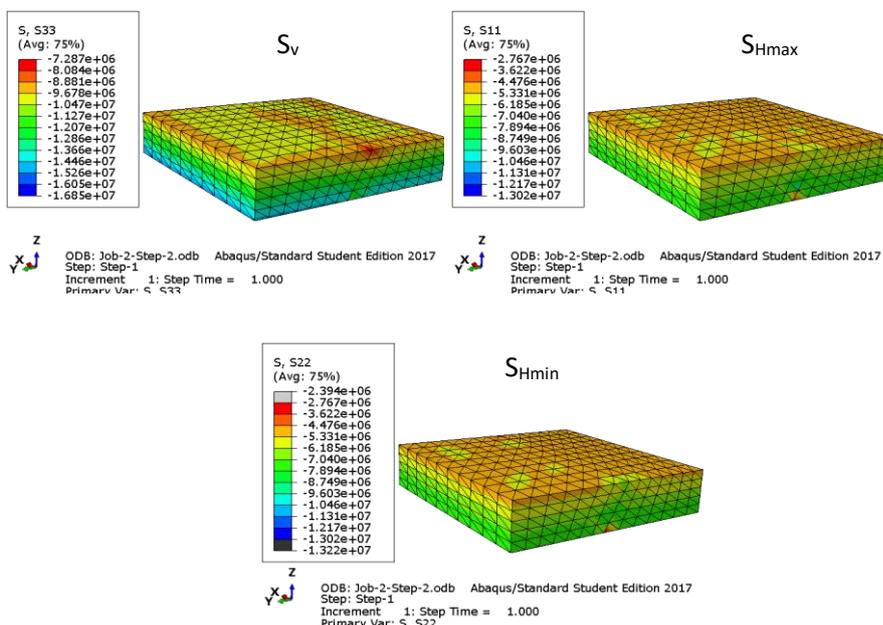


Figura 6. Estado de tensão efetiva inicial para o regime de falha normal



As tensões principais estão representadas na Figura 6 em termos de S_{33} , S_{11} e S_{22} , respectivamente equivalentes à S_v , S_{Hmax} e S_{Hmin} . As tensões efetivas atuantes no reservatório se tornam, na superfície da falha, tensões normais e cisalhantes, as quais variam com a pressão de poros como visto no modelo analítico e propiciam a reativação da falha.

4.2.2. Caso de Injeção e Depleção no Reservatório

No entanto, no Abaqus é possível utilizar interações de superfícies de contato para simular as propriedades da falha. Como resultado, o software disponibiliza variáveis de saída essenciais para realizar a análise de reativação de falha que é a variável CSTATUS e a CSLIP.

A variável analisada nesse trabalho será a CSTATUS, pois possibilita o mapeamento das regiões da superfície da falha onde os nós deslizam sob determinadas condições. A variável CSTATUS classifica os nós da superfície do modelo em três categorias: Closed (*STK*) – significa que há contato entre os nós e eles não se movimentam; Closed (*SLP*) – significa que há contato e há deslizamento na

superfície; Open – significa que os nós estão livres de contato.

Algumas situações foram analisadas para verificar o risco de reativação de falha no reservatório para cada cenário apresentado pela Tabela 2. Incrementos de pressão de poro ΔP_p positivos e negativos foram utilizados para se chegar aos valores limites de injeção e depleção no bloco 2, principalmente. A Tabela 3 mostra para quais valores de injeção e depleção os nós na superfície da falha irão ou não deslizar considerados as premissas e as propriedades da falha adotadas no modelo.

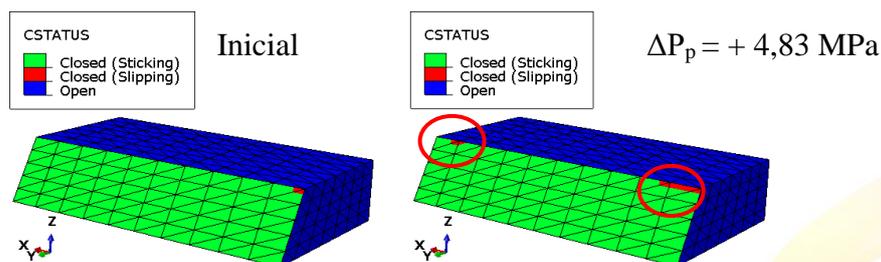
Tabela 3. Resultados da variável CSTATUS para casos de variação da pressão de poros

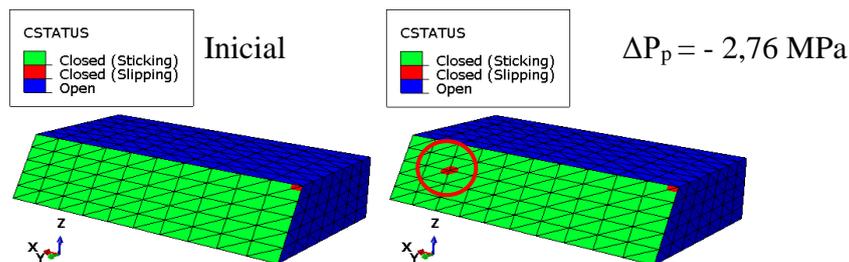
ΔP_p (MPa)	INJEÇÃO $\Delta P_p > 0$ (STK ou SLP)	DEPLEÇÃO $\Delta P_p < 0$ (STK ou SLP)
0.00	STK	STK
0.69	STK	STK
1.38	STK	STK
2.07	STK	STK
2.76	STK	SLP
3.45	STK	SLP
4.14	STK	SLP
4.83	SLP	SLP
5.52	SLP	SLP
6.90	SLP	SLP

Fonte: Compilação própria

Uma comparação entre o estado inicial da variável CSTATUS com as dos valores em que há deslizamento dos nós da superfície é feita na **Error! Not a valid bookmark self-reference.** ilustrando apenas o bloco-2. Se a injeção no bloco-2 aumentar a P_p em um valor incremental de 4,83 MPa o risco de reativação da falha é muito grande, e para a depleção o valor é de 2,76 MPa, mas nesse caso para a diminuição da pressão original do reservatório. Sob estas condições de variação de P_p , para os dois casos, regiões em vermelho aparecem na superfície da falha indicando deslizamento nos nós da superfície de contato entre os blocos.

Figura 7. A variável CSTATUS nas condições iniciais e quando há deslizamento na superfície da falha





5. Conclusão

O principal objetivo desse trabalho foi construir um modelo geomecânico 3D que simule o estado de tensão de um reservatório típico de águas profundas verifique, diante a variação da pressão de poros, o potencial ou probabilidade para a reativação de falhas pré-existentes diante das propriedades utilizadas no modelo, a fim de determinar limites geomecânicos para a não ocorrência da reativação de falha.

Assim, é possível concluir que a abordagem realizada no Abaqus foi bem-sucedida. Os valores de limites geomecânicos foram próximos entre o modelo numérico e analítico. Além disso, a utilização de interações de superfícies de no Abaqus propiciou o bom uso da variável de saída CSTATUS para se analisar o deslizamento entre os blocos em ambos os cenários.

6. Bibliografias

CORDERO, J. A. R. *Reativação de Falhas Geológicas com Modelos Discretos e Distribuído*. Rio de Janeiro, 2013. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2013.

SNYDER, L. J. *Deepwater Drilling And Production Technology*. American Petroleum Institute (1977).

SOLTANZADEH, H. AND HAWKES, C.D. *Semi-analytical Models for Stress Change and Fault Reactivation Induced by Reservoir Production and Injection*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 60:71–85, 2008.

PLUMB, R.; EDWARDS, S.; PIDCOCK, G.; LEE, D.; STACEY, B. *The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well 117 Construction Projects*. IADC/SPE Drilling Conference, 2000, New Orleans, Louisiana. Proceedings. IADC/SPE 59128, 2000.

ZOBACK, M. D. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007.