

MODELO GEOMECÂNICO CONCEITUAL PARA REATIVAÇÃO DE FALHAS EM RESERVATÓRIOS DE CAMPOS OFFSHORE

Data de aceite: 02/05/2023

Elias Enes de Oliveira

Universidade Federal Fluminense
Niterói - Rio de Janeiro
<http://lattes.cnpq.br/9745481052880427>

Geraldo de Souza Ferreira

Universidade Federal Fluminense
Niterói - Rio de Janeiro
<http://lattes.cnpq.br/7737006660315245>

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.

CONCEPTUAL GEOMECHANIC MODEL FOR FAULT REACTIVATION IN OFFSHORE FIELD RESERVOIRS

ABSTRACT: The increase in oil exploration in offshore fields has required studies to better understand the behavior of reservoirs and to ensure structural integrity. Most of the time, such reservoirs have complex structures such as faults that trap oil in the subsurface, and when developing them, it is always necessary to be aware of the risk of reactivation of these faults with changes in pore pressure. This phenomenon can cause irreversible damage to the environment and financial damage to operators. This work presents a conceptual model to establish geomechanical limits that do not compromise the integrity of the reservoirs by reactivating faults in typical deep water reservoirs, and thus provides the necessary support to facilitate its management.

KEYWORDS: Geomechanical model, oil reservoirs, fault reactivation, deep water.

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 para que não ocorra reativação delas 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 chaves 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 Anderson (1951), as falhas podem ser classificadas em três tipos principais: normal, reversa (ou inversa) e strike-slip. As falhas normais são provocadas em condições de esforços extensionais ou tracionais. Por sua vez, as falhas reversas são geradas em condições de esforços compressivos. As falhas de strike-slip são geradas em regiões afetadas por esforços cisalhantes.

Esses tipos se relacionam genética e espacialmente com os três regimes de tensão diferentes, de acordo com a magnitude das tensões principais ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), ortogonais entre si, atuantes na rocha. Na superfície do planeta, uma destas tensões principais é sempre vertical. Para as falhas normais, σ_1 é vertical, para as falhas inversas, σ_3 é vertical,

e para as falhas de strike-slip, σ_2 é vertical.

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 (1943) 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 Morh-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 Morh-Coulomb. A alteração da pressão de fluido nos poros provoca o deslocamento para esquerda ou para a direita do círculo que indica os valores do estado de tensão. Caso o círculo, ao se deslocar para a esquerda toque a envoltória de falha ou da rocha intacta ocorre a reativação de falhas ou uma nova ruptura na rocha intacta (RUTQVIST et al, 2002).

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 1.

As premissas adotadas para o modelo serão utilizadas para ambos os 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.

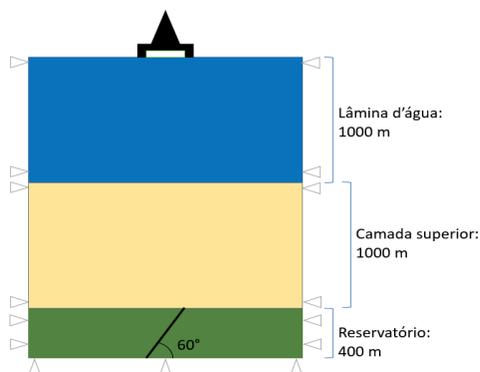


Figura 1. Esboço da geometria utilizada no modelo

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

Tabela 1. Dados das propriedades das rochas

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.

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

Tabela 2. Cenários selecionados para se construir o MEM

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

Esta seção apresenta os resultados e algumas discussões relacionadas às simulações realizadas no Abaqus e dos valores calculados no modelo analítico para reativação de falhas.

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 2 mostra o estado inicial de tensão em que a falha do reservatório está submetida.

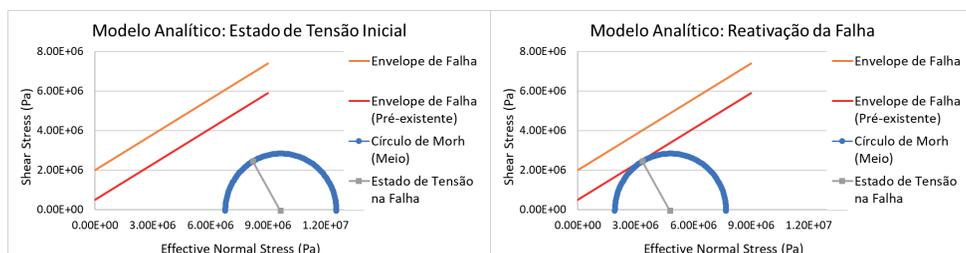


Figura 2. Representação do estado inicial de tensão na falha e da reativação da falha

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 2.

4.2 Resultados do Modelo Numérico

O Abaqus utiliza do método dos elementos finitos (MEF) e suas numerosas relações constitutivas para modelar diferentes materiais e torna possível simular o comportamento das rochas com o tempo e sob forças externas, discretizando o contínuo em elementos para simplificar a resolução das equações governantes 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 3 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 4 mostra o estado

de tensão inicial do reservatório.

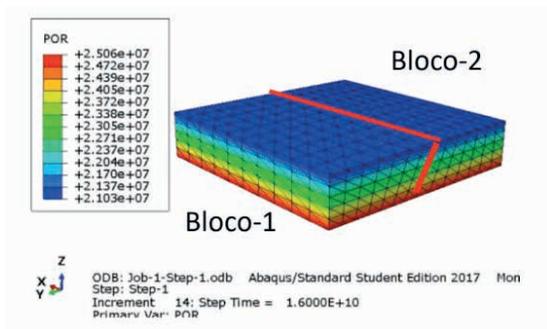


Figura 3. Geometria discretizada e gradiente da pressão de poros do reservatório

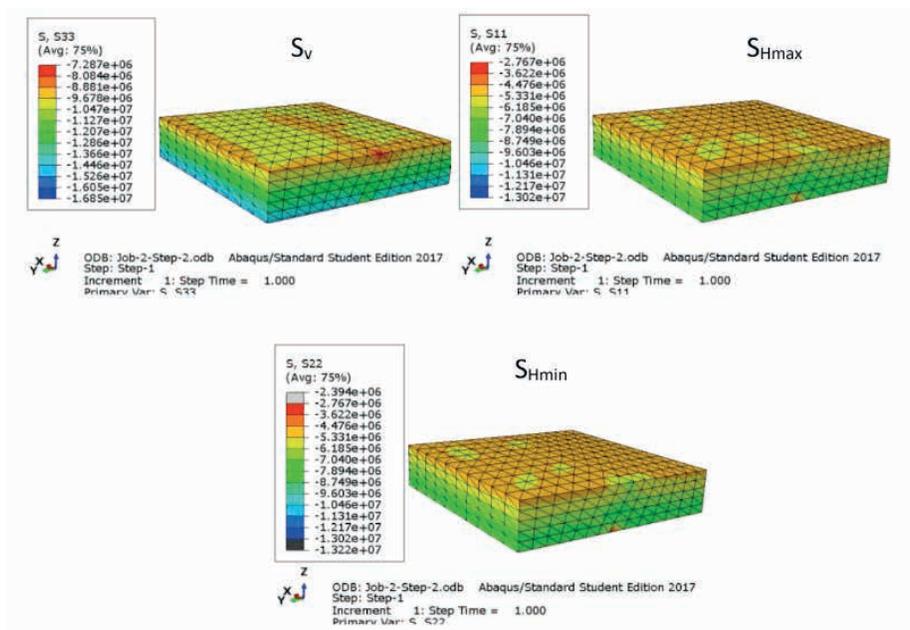


Figura 4. Estado de tensão efetiva inicial para o regime de falha normal

As tensões principais estão representadas na Figura 4 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.

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

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

Uma comparação entre o estado inicial da variável CSTATUS com as dos valores em que há deslizamento dos nós da superfície é feita na Figura 5 ilustrando apenas o bloco-2, visto que a geometria e os resultados são simétricos. 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.

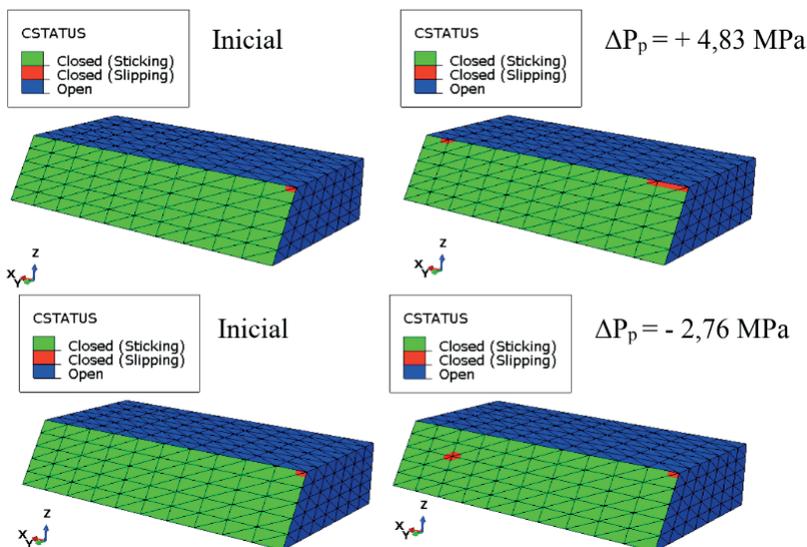


Figura 5. A variável CSTATUS nas condições iniciais e quando há deslizamento na superfície da falha

5 I 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 e que 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.

Assim, é possível concluir que a abordagem realizada no Abaqus foi bem-sucedida. Os valores de limites geomecânicos foram similares 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 para se analisar o deslizamento entre os blocos em ambos os cenários.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, E. M. *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain*. Oliver and Boyd, Edinburgh, 1951.

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.

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.

RUTQVIST J., WU, Y. S., TSANG, C. F., BODVARSSON, G. 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 (2002) 429–442. 2 February 2002.

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.

TERZAGHI, K. *Theoretical Soil Mechanics*. John Wiley and Sons, New York, 1943.

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