

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação de métodos de acoplamento fluxo-geomecânico em reservatórios de petróleo utilizando CMG

AUTORES:

Kewen Eduardo Sousa Costa
Luis Glauber Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará

AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE ACOPLAMENTO FLUXO-GEOMECÂNICO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO CMG

Resumo

A análise geomecânica com simulações de fluxo são fundamentais para a compreensão e otimização da produção de hidrocarbonetos em reservatórios. Este estudo tem como objetivo avaliar métodos de acoplamentos fluxo-geomecânico utilizando o software CMG® (Computer Modelling Group). O principal foco está em comparar a eficácia e a discrepância dos diferentes métodos de acoplamento no CMG® (Computer Modelling Group) analisando os resultados das simulações. Com isso, a geomecânica desempenha um papel de suma importância na extração petrolífera, impactando todas as fases, desde a exploração até o abandono do poço/reservatório que com interação entre tensões geomecânicas e o fluxo de fluidos pode afetar significativamente os resultados. Isso é importante pois a análise geomecânica permite prever comportamentos futuros do reservatório que são fundamentais para a gestão do reservatório. Sabendo disso, um reservatório sintético foi simulado utilizando a ferramenta GEM® do CMG® (Computer Modelling Group) que permite adicionar parâmetros geomecânicos tais como módulo de Young, tensões, coeficiente de Poisson e módulo de cisalhamento. Sendo assim, dois métodos de acoplamento foram testados: acoplamento de uma via (one-way) e acoplamento de duas vias (two-way). Cada método foi avaliado com base na comparação dos resultados de tempo de simulação, números de iterações, produção de hidrocarbonetos e pressão do reservatório. Os resultados preliminares indicam que o acoplamento two-way = 2 = 3 fornece a maior precisão. Este método permite uma interação mais realista entre o fluxo de fluidos e as respostas geomecânicas do reservatório. O método two-way = 1 também mostrou boa precisão comparado com o two-way = 2 = 3, mas com um aumento significativo no tempo de simulação. Por outro lado, o método desacoplado e o modelo one-way apresentaram maior discrepância dos outros resultados, sublinhando a importância do acoplamento geomecânico nas simulações de fluxo, também a inclusão de parâmetros geomecânicos permite uma previsão mais precisa da deformação do reservatório que são fundamentais para a segurança e eficiência da produção. Contudo, o uso de acoplamento fluxo-geomecânico é essencial para simulações precisas e realistas. A capacidade de modelar a interação entre o fluxo de fluidos e a geomecânica do reservatório não apenas melhora a previsibilidade dos modelos, mas também contribui para uma gestão mais eficaz dos reservatórios. Este estudo enfatiza a importância de uma abordagem acoplada para a análise e gestão de reservatórios de petróleo e gás, promovendo uma produção mais segura e eficiente.

Palavras-chave: Acoplamento geomecânico, simulador numérico, reservatórios, CMG.

Abstract

Geomechanical analysis with flow simulations are fundamental for understanding and optimizing hydrocarbon production in reservoirs. This study aims to evaluate flow-geomechanical coupling methods using the CMG® (Computer Modeling Group) software. The main focus is to compare the effectiveness and discrepancy of the different coupling methods in the CMG® (Computer Modeling Group) by analyzing the simulation results. Thus, geomechanics plays a very important role in oil extraction, impacting all phases, from exploration to well/reservoir abandonment, which with the interaction between geomechanical stresses and fluid flow can significantly affect the results. This is

important because geomechanical analysis allows predicting future reservoir behaviors that are fundamental for reservoir management. Knowing this, a synthetic reservoir was simulated using the GEM® tool of the CMG® (Computer Modeling Group) that allows adding geomechanical parameters such as Young's modulus, stresses, Poisson's ratio and shear modulus. Therefore, two coupling methods were tested: one-way coupling and two-way coupling. Each method was evaluated based on the comparison of the results of simulation time, number of iterations, hydrocarbon production and reservoir pressure. The preliminary results indicate that the two-way coupling = 2 = 3 provides the highest accuracy. This method allows a more realistic interaction between the fluid flow and the geomechanical responses of the reservoir. The two-way = 1 method also showed good accuracy compared to the two-way = 2 = 3, but with a significant increase in simulation time. On the other hand, the uncoupled method and the one-way model showed greater discrepancy with the other results, highlighting the importance of geomechanical coupling in flow simulations. Also, the inclusion of geomechanical parameters allows a more accurate prediction of the reservoir deformation that are fundamental for the safety and efficiency of production. However, the use of flow-geomechanical coupling is essential for accurate and realistic simulations. The ability to model the interaction between fluid flow and reservoir geomechanics not only improves model predictability but also contributes to more effective reservoir management. This study emphasizes the importance of a coupled approach to oil and gas reservoir analysis and management, promoting safer and more efficient production.

Keywords: Geomechanical coupling, numerical simulator, reservoirs, CMG.

Introdução

A geomecânica está presente no dia a dia dos profissionais e na indústria do petróleo, abrangendo desde a exploração, passando pela perfuração, até o abandono do poço/reservatório. Essa disciplina envolve áreas como mecânica das rochas, petrofísica, geologia e geofísica. Quando esses conhecimentos são integrados em um único modelo, é possível obter análises muito mais precisas de reservatórios complexos. Essa área de estudo é de extrema importância, pois, segundo De Oliveira (2015, p. 1), “No Brasil, a demanda por profissionais que trabalham na exploração e produção de petróleo tem sido crescente desde 2006, quando os reservatórios do Pré-Sal foram descobertos”, evidenciando a necessidade crescente de estudos geomecânicos.

Na exploração de óleo e gás, ocorrem muitas mudanças na tensão das rochas, deslocamento e até alterações na vazão dos reservatórios. Para lidar com esses desafios foram desenvolvidos simuladores numéricos que podem ser tanto físicos quanto matemáticos. Alguns exemplos de simuladores físicos são os analógicos, modelos reduzidos e protótipos. Já os simuladores matemáticos são divididos em analíticos e numéricos. Na engenharia de petróleo, a simulação numérica é amplamente utilizada para analisar, estimar e prever o comportamento dos reservatórios (Rosa et al, 2006). Segundo Nauroy (2011, p. 135), “Esses estudos de reservatórios são geralmente baseados em simulações numéricas de fluxos no reservatório, a fim de prever as quantidades de hidrocarbonetos presentes e sua produção ao longo do tempo, otimizar a produção do reservatório e avaliar os riscos associados à produção”.

Na simulação com acoplamento parcialmente acoplado, as equações de fluxo e de tensão são resolvidas separadamente e sequencialmente. Esse método tem um custo de operação muito baixo em comparação com outros métodos. O acoplamento parcial pode ser classificado em duas formas: one-way e two-way. No acoplamento one-way, a pressão proveniente do simulador de fluxo é enviada para o módulo geomecânico, onde ocorrem modificações na porosidade e permeabilidade em função das tensões. Essas alterações, entretanto, não retornam ao simulador de fluxo. Esta abordagem é frequentemente utilizada em previsões de subsidência. Por outro lado, no acoplamento two-way, tanto o fluxo quanto a mecânica são calculados separadamente e sequencialmente, com os parâmetros do reservatório sendo trocados entre os simuladores a cada passo de tempo. Dependendo da frequência de acoplamento e da tolerância definida na simulação, o acoplamento two-way pode atingir uma acurácia muito semelhante à do acoplamento total (LIMA, 2019).

Metodologia

Para este estudo, foi utilizado um arquivo .dat de um reservatório sintético modificado pelo autor, com o objetivo de simular um campo em condições de pré-sal. As simulações foram realizadas utilizando o CMG (Computer Modelling Group), especificamente a ferramenta GEM (Generalized Equation-of-State Model), adequada para simulações composicionais e térmicas de reservatórios. O geogrid tridimensional empregado na simulação consiste em 11 blocos em cada direção (x, y, z). A porosidade da matriz foi fixada em 0,12, enquanto a permeabilidade em $I = J$ foi de 10 mD, e a permeabilidade em K foi 0,01 de I. Outros parâmetros importantes incluem $CPOR = 5,09858E-07 \text{ psi}^{-1}$ e $PRPOR = 102 \text{ psi}^{-1}$. Os componentes do fluido foram definidos em unidades SI, com as propriedades da água incluindo densidade de 1096,5 kg/m³, compressibilidade de 2,34E-07 (1/Pa), pressão de referência de 55378,15 Pa e viscosidade de 0,6525. As condições iniciais do reservatório consideraram o equilíbrio água-óleo na média da profundidade vertical, zona de gás sem óleo, pressão de referência de 38500 kPa, profundidade de 4980 metros e contato óleo-água a 4980 metros.

Os parâmetros numéricos foram configurados com tolerâncias específicas para a resolução das equações diferenciais que governam o comportamento do reservatório durante a simulação. Estas incluíram norma de convergência para a pressão = 450, convergência para a saturação = 0,10; convergência para a fração molar de gás = 0,05; máxima permitida para a pressão = 5000, máxima permitida para a saturação = 0,8; máxima permitida para a fração molar de gás = 0,8; $MAXRES = 1E-06$ e $PRESS = 1E-5$. Na seção da geomecânica, os valores adotados foram: módulo de Young = 60E5 kPa, razão de Poisson = 0,25; coesão do material = 1E10 kPa, tensor de estresse tridimensional = 38844; 38844; 64740; 0,0; 0,0; 0,0, e gradiente do tensor de estresse tridimensional = 7,8; -7,8; -13; 0,0; 0,0; 0,0.

Foram feitas alterações nos poços injetores e produtores, movendo o produtor 1 para o centro do grid na posição $x = 6$ e $y = 6$ com profundidade até a camada 8. As condições operacionais do poço incluíram pressão mínima no fundo do poço (BHP) de 17900 kPa, taxa máxima de produção (STL) de 500 bbl/dia, monitoramento da taxa de estoque mínima (STO) de 100, razão gás-óleo (GOR) de 1500 e

corte de água (WCUT) de 0,95; com geometria K definida como 0.108; 0.37; 1.0; 0.0. As simulações compararam cenários de reservatórios fraturados sem acoplamento geomecânico e com acoplamento geomecânico (two-way) no período de 01 de janeiro de 2020 até 31 de janeiro de 2033. Sabendo disso, é possível ver logo abaixo o fluxograma dos acoplamentos parciais one-way e two-way na Figura 1:

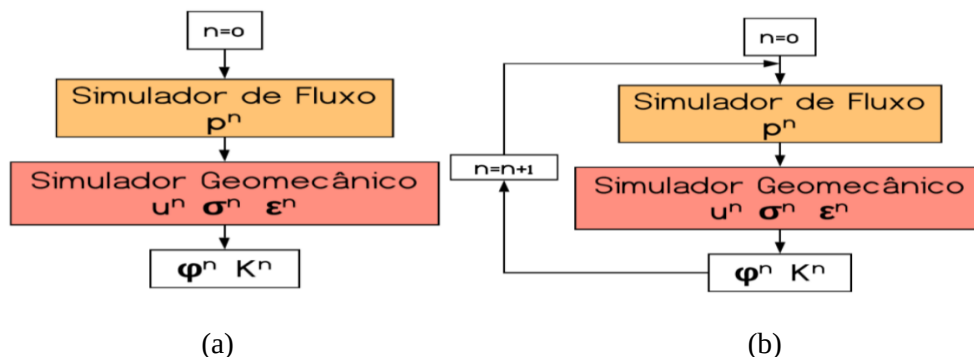


Figura 1. (a) Fluxograma para acoplamento one-way (b) Fluxograma para acoplamento two-way.

Fonte: LIMA, 2019, p. 45.

Segundo a CMG® (COMPUTER MODELLING GROUP LTD), a porosidade acoplada com os demais parâmetros one-way = 0 e two-way = 1, 2 e 3 são:

- ACOPLAMENTO ONE-WAY = 0:

$$E = \frac{(1 - 2\nu)(1 + \nu)}{\phi_0 C_R (1 - \nu)}$$

Onde:

E : Módulo de Young (kPa | psi)

ϕ_0 : Porosidade inicial

ν : Coeficiente de Poisson

C_R : Compressibilidade da rocha

- ACOPLAMENTO TWO-WAY = 1:

$$\phi^{n-1} = \phi^0 \left[\frac{V_p^{n-1}}{V_p^0} + \frac{(V_p^n - V_p^{n-1})}{V_p^0 (p^n - p^{n-1})} (p - p^n) \right] - \beta (T - T_0)$$

Onde:

p : Pressão (kPa | psi)

β : Coeficiente de expansão térmica volumétrica da formação (1/C | 1/F)

T : Temperatura (C | F)

ϕ : Porosidade

V_p : Volume de poros (m3 | ft3)

- ACOPLAMENTO TWO-WAY = 2:

$$\phi^{n+1} = \phi^n + (c_0 + c_2 a_1)(p - p^n) + (c_1 + c_2 a_2)(T - T^n)$$

Onde:

$$c_0 = \frac{1}{V_b^0} \left(\frac{dV_p}{dp} + v_b \alpha c_b \frac{d\sigma_m}{dp} - V_p \beta \frac{dT}{dp} \right)$$

c_b : Compressibilidade em massa (1/kPa | 1/psi)

E : Fator do módulo de Young (kPa | psi)

$$c_1 = \frac{V_p}{V_b^0} \beta$$

V_b : Volume em massa (m3 | ft3)

$$c_2 = -\frac{V_b}{V_b^0} \alpha c_b$$

a : Número Biot

v : Coeficiente de Poisson

$$a_1 = factor \left\{ \frac{2}{9} \frac{E}{(1-v)} \alpha c_b \right\}$$

σ_m : Tensão total média (kPa | psi)

$$a_2 = factor \left\{ \frac{2}{9} \frac{E}{(1-v)} \beta \right\}$$

- ACOPLAMENTO TWO-WAY = 3:

$$\phi^{n+1} = \phi^n + c_0 \Delta p + c_1 \Delta T + c_2 \Delta \sigma_m$$

Onde, c_1 e c_2 são os mesmos que para Acoplamento two-way = 2.

Resultados e Discussão

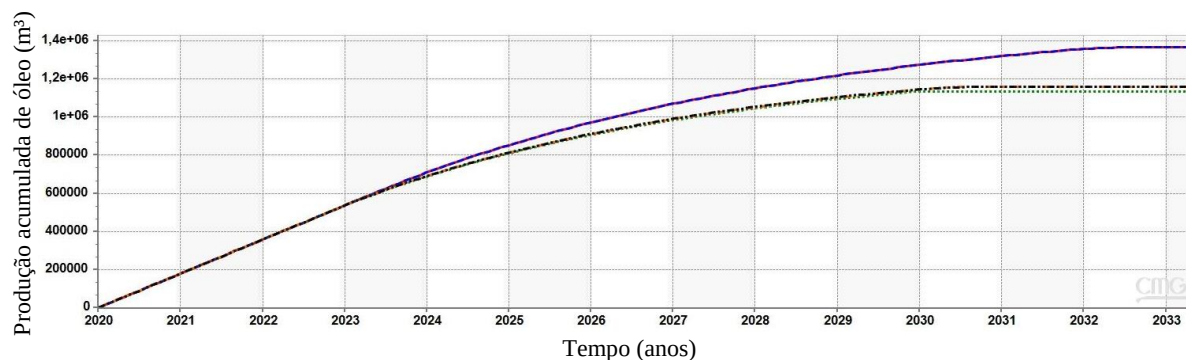
Nesta seção, serão apresentados os resultados de cada método de acoplamento das simulações com comparações entre o tempo necessário para finalizar uma simulação, bem como o número total médio de iterações. Além disso, serão analisadas as diferenças nos gráficos de produção acumulada de óleo e pressão média do reservatório.

Na tabela 1, é possível ver os tempos e execução e número de iteração e ao observar, nota-se que teve o menor tempo foi o desacoplado, porém ao acoplar o que teve menor tempo dos acoplados foi o acoplamento two-way = 3, também é percebido que o total de iteração do desacoplado e do One-way são os mesmos e observando a figura 2 e 3 é notado que eles dão praticamente a mesma acurácia, então seria mais vantajoso pelo fator tempo ser menor no método desacoplado se não quisesse analisar os parâmetros geomecânicos. Já o que demora mais tempo e tem um número muito maior de iterações que oferece custo computacional maior é o two-way = 1 que por ter dado um valor bem próximo nas figuras 2 e 3 ele é menos vantajoso em relação ao tempo e iterações do two-way = 2 = 3.

Tipo do acoplamento	Tempo de execução (s)	Total de iterações (solver)
Desacoplado	32,233	2414
One-way	126,014	2414
Two-way = 1	622,641	12853
Two-way = 2	122,113	1455
Two-way = 3	108,651	1338

Tabela 1. Comparação dos tempos e iterações para cada método de acoplamento. Fonte: autor.

Ao analisar a Figura 2, que apresenta a produção acumulada de óleo (m^3) ao longo do tempo (anos), observa-se que o método desacoplado (linha vermelha) e One-way (linha azul) fornecem resultados praticamente idênticos, situando-se ligeiramente acima dos outros métodos. Os métodos two-way = 2 (linha laranja) e two-way = 3 (linha preta) apresentam variações desprezíveis. Já o método two-way = 1 (linha verde) apresenta a menor produção, aproximadamente $1.1E+06 m^3$.

Figura 2. Produção acumulada de óleo (m^3) x tempo (Anos). Fonte: autor.

Na Figura 3, que mostra a pressão média do reservatório ao longo do tempo, observa-se um comportamento semelhante ao da Figura 2. O método desacoplado (linha azul) e One-way (linha vermelha) mantêm a pressão média mais alta na maior parte do tempo, enquanto os métodos two-way = 1 (linha verde), two-way = 2 (linha laranja) e two-way = 3 (linha preta) apresentam pressões ligeiramente mais baixas.

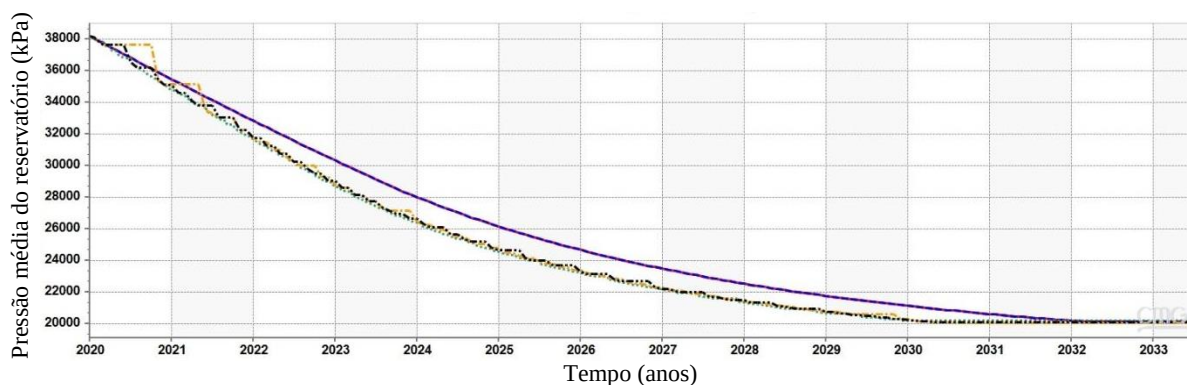


Figura 3. pressão média do reservatório (kPa) x tempo (Anos). Fonte: autor.

Conclusões

Neste estudo, a comparação entre os métodos de acoplamento geomecânico mostrou que o método desacoplado é o mais eficiente em termos de tempo de execução e número de iterações, sendo ideal quando os parâmetros geomecânicos não são o foco. Os métodos one-way e two-way apresentaram maior custo computacional, com o two-way = 1 sendo o mais demorado e com maior número de iterações. No entanto, todos os métodos forneceram resultados similares em termos de produção acumulada de óleo e pressão média do reservatório, com pequenas variações entre eles. Também é notado que, para cada método, não necessariamente o two-way = 1 é sempre mais rápido que o two-way = 2, two-way = 3 ou one-way, pois cada caso é um caso específico, dependendo das condições e parâmetros do reservatório.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP (PRH 31.1), suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015. À Universidade Federal do Ceará (UFC) e aos companheiros do Laboratório Grupo de Simulação Integrada em Multiescala (GSIM).

Referências Bibliográficas

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. **GEM user guider**: compositional and unconventional reservoir simulator – Version 2022. Calgary: Computer Modelling Group Ltd.

DE OLIVEIRA, Elias Enes; FERNANDES, Melissa Alves; DE SOUZA FERREIRA, Geraldo. Uma reflexão sobre a importância da geomecânica para a Engenharia de Petróleo. 2015.

LIMA, Raquel Oliveira. **Avaliação de técnicas de acoplamento parcial entre simuladores geomecânico e de fluxo**. 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.

NAUROY, Jean-François. **Geomechanics applied to the petroleum industry**. Editions Technip, 2011.

ROSA, Adalberto José; DE SOUZA CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006.