

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Fraturamento hidráulico em reservatórios de petróleo: comparação de resultados com e sem acoplamento geomecânico

AUTORES:

Kewen Eduardo Sousa Costa
Luis Glauber Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará

FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO: COMPARAÇÃO DE RESULTADOS COM E SEM ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO

Resumo

A geomecânica é uma das áreas mais importantes da indústria do petróleo, pois seus conhecimentos são utilizados desde a exploração de reservatórios até o abandono de poços ou reservatórios. Durante a perfuração e produção, efeitos geomecânicos ocorrem constantemente, e sua análise é de suma importância para evitar acidentes que possam comprometer a extração de óleo ou gás. Embora essa área tenha sido menosprezada até os anos 80, os estudos geomecânicos têm ganhado crescente importância, especialmente no contexto da indústria petrolífera brasileira. Um dos métodos geomecânicos influentes é o fraturamento hidráulico (fracking), uma técnica que aumenta a produção de hidrocarbonetos em formações rochosas de baixa permeabilidade ao injetar fluido pressurizado para criar fraturas, aumentando a condutividade da formação. Portanto, este trabalho não focará detalhadamente no fracking, decidiu-se incluir essa técnica de estimulação de poços porque, como mencionado, a geomecânica está presente em todas as etapas da produção. Sendo o fraturamento hidráulico uma das técnicas mais importantes para aumentar a produtividade, foi escolhido como foco neste estudo para analisar os efeitos das simulações geomecânicas sobre a mesma. O objetivo principal é realizar simulações utilizando o software CMG® (Computer Modelling Group) com o GEM®, uma ferramenta que permite aplicar parâmetros geomecânicos com maior precisão do que outros softwares comerciais. Essas simulações incorporarão o acoplamento fluxo-geomecânico explícito, crucial para garantir maior acurácia nas previsões, essencial para minimizar incertezas durante a produção. Os parâmetros geomecânicos considerados nas simulações incluem módulo de Young, tensão, coeficiente de Poisson, módulo de cisalhamento e deformação. A análise final do estudo comparará os resultados de um reservatório sintético com e sem o acoplamento geomecânico, avaliando aspectos como pressão média do reservatório, produção total de óleo e gás natural, e subsidência. Esses resultados visam destacar a importância de incorporar acoplamentos geomecânicos para obter simulações mais precisas e confiáveis na indústria de óleo e gás.

Palavras-chave: Geomecânica, Acoplamento fluxo-tensão, Simulação numérica, Reservatório de petróleo.

Abstract

Geomechanics is one of the most important areas of the oil industry, since its knowledge is used from the exploration of reservoirs to the abandonment of wells or reservoirs. During drilling and production, geomechanical effects occur constantly, and their analysis is of utmost importance to avoid accidents that could compromise the extraction of oil or gas. Although this area was neglected until the 1980s, geomechanical studies have gained increasing importance, especially in the context of the Brazilian oil industry. One of the geomechanically influential methods is hydraulic fracturing (fracking), a technique that increases the production of hydrocarbons in low-permeability rock formations by injecting pressurized fluid to create fractures, increasing the conductivity of the formation. Therefore, this work will not focus in detail on fracking; it was decided to include this well stimulation technique because, as mentioned, geomechanics is present in all stages of production. Since hydraulic fracturing is one of the most important techniques for increasing productivity, this study was chosen to focus on analyzing the effects of geomechanical simulations on it. The main objective is to perform simulations

using the CMG® (Computer Modeling Group) software with GEM®, a tool that allows applying geomechanical parameters with greater precision than other commercial software. These simulations will incorporate explicit flow-geomechanical coupling, which is crucial to ensure greater accuracy in predictions, essential to minimize uncertainties during production. The geomechanical parameters considered in the simulations include Young's modulus, stress, Poisson's ratio, shear modulus, and deformation. The final analysis of the study will compare the results of a synthetic reservoir with and without geomechanical coupling, evaluating aspects such as mean reservoir pressure, total oil and natural gas production, and subsidence. These results aim to highlight the importance of incorporating geomechanical couplings to obtain more accurate and reliable simulations in the oil and gas industry.

Keywords: Geomechanics, Flow-tension coupling, Numerical simulation, Oil reservoir.

Introdução

A geomecânica é uma das áreas de estudo da engenharia de reservatórios que é indiscutivelmente uma das mais importantes, pois ela é utilizada em toda a exploração de petróleo e gás ao redor do mundo. No Brasil, os estudos geomecânicos começaram a se desenvolver por volta dos anos 80, enfrentando resistência e ceticismo devido à produção de petróleo ocorrer em margem passiva, com predominância de falhamento normal e bacias tectonicamente relaxadas (SILVA et al., 2015). Além disso, como foi dito logo acima, a geomecânica é muito importante em todas as etapas, desde a exploração, passando pela perfuração, produção e até o abandono do poço/reservatório.

Segundo Sá Bezerra (2015), o fraturamento hidráulico é uma técnica amplamente empregada na engenharia de petróleo para aumentar a produtividade ou injetividade dos poços. Esse método envolve a injeção de um fluido na formação rochosa com uma pressão alta o suficiente para causar a ruptura da rocha, criando uma fratura que se transforma em um canal de alta permeabilidade, facilitando o fluxo de hidrocarbonetos.

Os simuladores de reservatório de petróleo são essenciais e indispensáveis para uma boa análise com uma boa acurácia do reservatório, além de serem economicamente viáveis em comparação com métodos analíticos. Rosa et al (2006, p. 12-1) afirma que “Os simuladores de sistemas podem ser classificados entre físicos e matemáticos. Os simuladores físicos são, por exemplo, os simuladores analógicos, os modelos reduzidos e os protótipos. Os simuladores matemáticos podem ser subdivididos em analíticos e numéricos”.

A simulação numérica é o foco deste estudo. Primeiramente, os simuladores utilizam leis básicas, como a conservação de massa, energia e a segunda lei de Newton. Em seguida, vêm os fenômenos de transporte, como viscosidade e transferência de calor, além das equações de estado para fluidos e sólidos (Rosa et al, 2006). Com isso, é possível analisar em simuladores numéricas o comportamento do reservatório, o efeito da vazão de produção ou injeção na recuperação, determinar o melhor esquema de desenvolvimento do campo, determinar o efeito de espaçamento na recuperação final, as vazões de produção críticas, melhorar o conhecimento da geologia do reservatório e simular modelos físicos em laboratório.

Portanto, este trabalho tem como objetivo principal realizar simulações numéricas para comparar os impactos da aplicação de acoplamento geomecânico em reservatórios fraturados. Utilizando o software GEM® da CMG®, as simulações exploram como diferentes cenários com e sem acoplamento geomecânico, influenciam a pressão do reservatório, a produção acumulada de hidrocarbonetos e a subsidência. Este estudo visa destacar a importância da integração geomecânica nas simulações de reservatórios para otimizar a produção e aumentar a precisão das previsões.

Metodologia

Para a realização deste estudo, foi utilizado um arquivo .dat de um reservatório sintético modificado pelo autor, visando simular o mesmo em condições de pré-sal. As simulações foram realizadas utilizando o CMG® (Computer Modelling Group), especificamente a ferramenta GEM® (Generalized Equation-of-State Model), que é adequada para simulações composicionais e térmicas de reservatórios.

O geogrid empregado na simulação é tridimensional, composto por 11 blocos em cada direção (x, y, z). O modelo adotado possui dupla permeabilidade, com fraturas definidas nas células 3:9, 4:8, 3:9 = -1. Porosidade da matriz = 0,12 e permeabilidade em I = J = 10 mD, enquanto a permeabilidade em K da matriz é 0,01 de I. Para as fraturas, a porosidade foi definida como 0,005 e permeabilidade em I = J = 210 mD, com a permeabilidade em K sendo 1% de I. CPOR = 5,0958E-07 psi⁻¹ e PRPOR = 102 psi⁻¹.

Nos componentes do fluido a PVT está em SI, com 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 definem o equilíbrio água-óleo na média da profundidade vertical com zona de gás sem óleo, pressão de referência de 38500 kPa, profundidade de 4980 metros e contato óleo-água a 4980 metros.

No método numérico foram definidos os parâmetros e as tolerâncias específicas para a resolução das equações diferenciais que regem o comportamento do reservatório durante a simulação. Estes 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. Na parte geomecânica, os parâmetros 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.

Por fim, foi modificado e tirado os 2 poços injetores e 3 poços produtores, movendo o produtor 1 para o centro do grid na posição de 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, monitoramento de razão gás-óleo (GOR) de 1500 e monitoramento do corte de água (WCUT) de 0,95, com geometria K definida como 0,108; 0,37; 1,0; 0,0. As simulações foram realizadas para comparar cenários de reservatórios fraturados sem acoplamento geomecânico e com acoplamento geomecânico

two-way. Para este estudo, o período de análise da simulação foi de 01 de janeiro de 2020 até 31 de janeiro de 2033.

Para este artigo, foi utilizado o acoplamento fluxo-geomecânico two-way (duas vias), definido como “GCOUPLING 2” no simulador. Existem também o acoplamento one-way (uma via) que é representado pelo “GCOUPLING 0” e o two-way que é representado pelo “1, 2 e 3”, onde cada um tem uma equação diferente. O acoplamento two-way funciona da seguinte forma, como pode ser visto na figura 1:

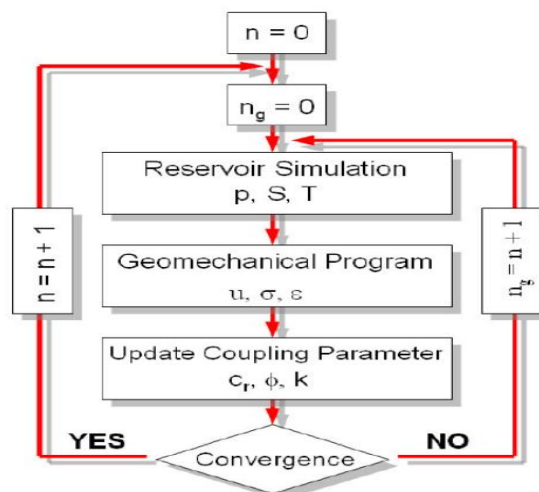


Figura 1. Acoplamento parcial de duas vias. Fonte: Albuquerque, 2014, p. 30.

Para o acoplamento explícito two-way da porosidade com geomecânica definido como “GCOUPLING = 2” quando a porosidade é função da pressão, temperatura e estresse médio total:

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

Onde:

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

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

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

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

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

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

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

V_b : Volume em massa (m3 | ft3)

a : Número Biot

ν : Coeficiente de Poisson

σ_m : Tensão total média (kPa | psi)

Como na simulação está sendo utilizada a dupla permeabilidade, então a contribuição da pressão da matriz/fratura que é dada por:

$$P_{geo} = XP_m + (1X)P_f$$

Onde:

$$X: \varphi_m / (\varphi_m + \varphi_f)$$

φ_m : Porosidade da matriz

φ_f : porosidade da fratura

P_m : Pressão da matriz

P_f : Pressão de fratura

Resultados e Discussão

Nesta seção, é possível visualizar os resultados das simulações, analisando os parâmetros plotados como pressão média do reservatório, a produção a cumulada de óleo, a produção acumulada de gás e a subsidência. Essas análises foram realizadas tanto para com acoplamento geomecânico quanto sem acoplamento geomecânico.

Na figura 2, é possível observar a pressão média do reservatório em kPa x tempo. A linha vermelha representa a simulação sem acoplamento, enquanto a linha azul representa a simulação com acoplamento two-way = 2. Nota-se que, com o acoplamento a pressão média do reservatório é menor entre os anos de 2020 e 2031, apresentando uma discrepância que pode ultrapassar 2000 kPa em alguns momentos.

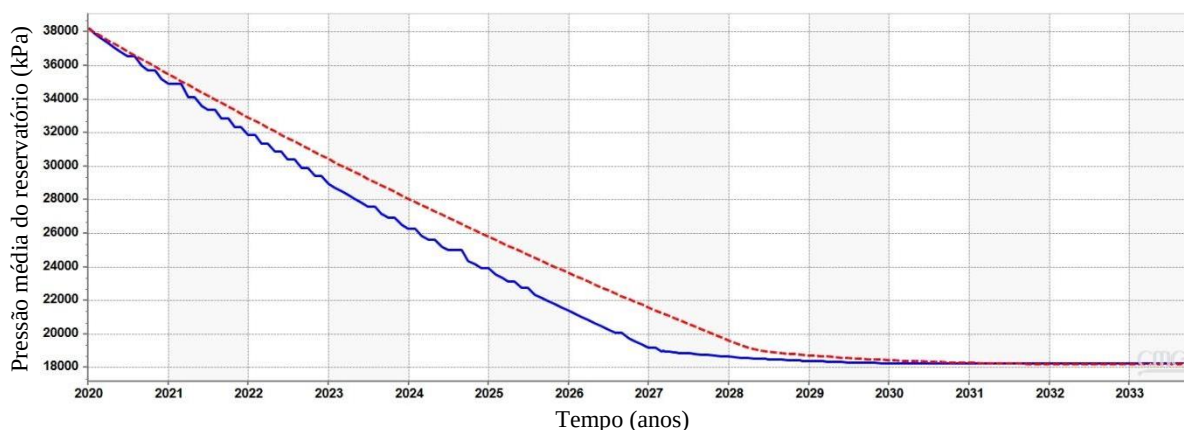


Figura 2. pressão média do reservatório (kPa) x tempo (Anos). Fonte: autor.

Na figura 3, são apresentadas as produções acumuladas de óleo (figura 3a) e de gás natural (figura 3b). Nos primeiros anos de janeiro de 2020 até aproximadamente 2028-2029, a variação é pequena e desprezível. No entanto, após esse período até janeiro de 2031 a produção varia de maneira

significativa. Observa-se que a linha vermelha (sem acoplamento) é maior do que a linha azul (com acoplamento).

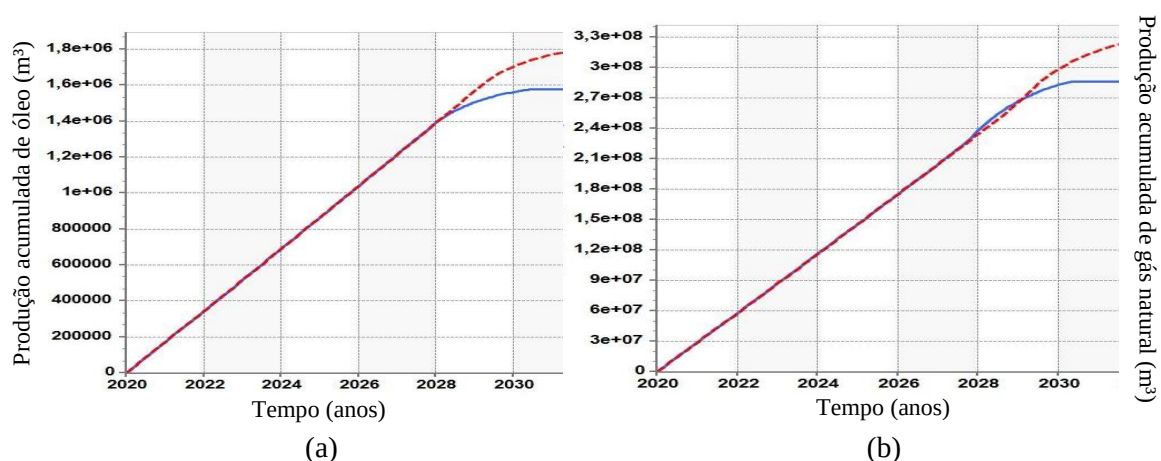


Figura 3. (a) Produção acumulada de óleo (m^3) x tempo (Anos) (b) Produção acumulada de gás natural (m^3) x tempo (Anos). Fonte: autor.

Ao analisar a subsidência na figura 4, nota-se que a figura 4a representa a simulação com acoplamento geomecânico two-way = 2 e a figura 4b representa a simulação sem acoplamento. Também é percebido que não houve muitas alterações entre os dois. Mesmo com o poço produtor localizado no centro, percebe-se que as regiões mais afetadas estão nas extremidades, com subsidências superiores a 0,020 metros, chegando até 0,023 metros.

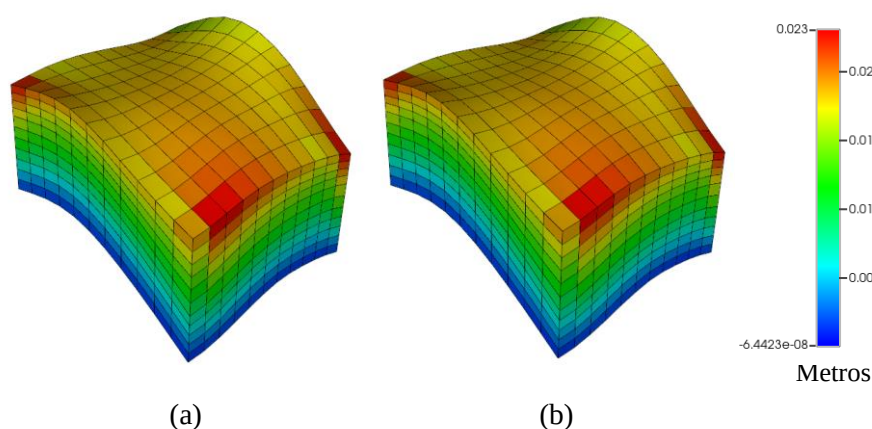


Figura 4. (a) Subsidência com acoplamento geomecânico em metros (b) Subsidência sem acoplamento geomecânico em metros. Fonte: autor.

Conclusões

Este estudo analisou os efeitos do acoplamento geomecânico em reservatórios fraturados utilizando o GEM® da CMG®. Os resultados indicam que a implementação de parâmetros geomecânicos é crucial para uma análise precisa, afetando significativamente a pressão média e a

produção acumulada. Observou-se que com o acoplamento a pressão média do reservatório foi menor e a produção variou mais, especialmente em períodos longos. A subsidência mostrou resultados semelhantes nos cenários com e sem acoplamento, sugerindo que a deformação da superfície é menos sensível às variações geomecânicas em tempos menores. Este estudo destaca a importância de integrar a geomecânica nas simulações para reduzir incertezas, utilizando ferramentas avançadas como o GEM® para uma modelagem robusta e um melhor entendimento dos processos de extração de hidrocarbonetos.

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

Albuquerque, Rafael Augusto do Couto. **Simulação de Fluxo e Tensões em Reservatórios Aplicada a Casos Reais**. 2014. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

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

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

SÁ BESERRA, Leila Brunet de. **Análise hidromecânica do fraturamento hidráulico via elementos finitos com descontinuidades fortes incorporadas**. 2015.

SILVA, Aline Theophilo; MORAES, Anderson; SANTOS, Luiz Alberto. **GEOMECÂNICA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO**.