

AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO HIDROME CÂNICO

Raquel Oliveira Lima

Leonardo José do Nascimento Guimarães

rqloliveiralima@gmail.com

leonardo@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco

Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, 50740-530, Pernambuco, Brasil

Leonardo Cabral Pereira*

Jean Baptiste Joseph

Oscar Simón Melgar Cisneros

Ricardo Pereira Guedes

leonardocabral@petrobras.com

jeanjbluxe@gmail.com

melgaroscar26@gmail.com

ricardo.pguedes@ufpe.br

**Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello - CENPES/PETROBRAS*

Av. Horácio Macedo, 950 Rio de Janeiro

Universidade Federal de Pernambuco

Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, 50740-530, Pernambuco, Brasil

Abstract. Conventional flow simulators simplify important aspects of the mechanical behavior of rocks that can significantly impact the productivity and integrity of the oil fields. It is important to consider the influence of the variation of effective stresses on the properties of the reservoir, such as porosity and permeability, especially for fractured and stress-sensitive reservoirs. Numerical models that consider the deformation of the porous medium due to the production or injection of fluids can solve the flow problem (pressure and saturation) and the mechanical problem (displacement field) in a single system of equations or in separate systems. This work aims to compare coupling schemes (fully coupled, fixed stress split and the two-way partial coupling) for cases available in literature. For the fully coupled and fixed stress split methods, the flow and mechanical problems were solved through the in-house simulator CodeBright, while for the two-way partial coupling, the flow problem was solved through the commercial flow simulator Imex, while the mechanical problem was solved through a finite element program in Matlab, and simulators were integrated in an automated way by a manager code in Matlab. The two-way partial coupling and fixed stress split methods proved to be a good approximation for the fully coupled method. One of the advantages offered by the two-way partial coupling method is that the mechanical calculations were performed in only a few steps of coupling time, reducing the computational effort and making this method very competitive for the solution of hydromechanical problems of practical interest.

Keywords: Reservoir geomechanics, Coupling methods, Fully Coupled, Stress Split Coupling, Two Way Coupling.

1 Introdução

A exploração dos reservatórios de petróleo está associada a altos custos e incertezas que podem ser reduzidos através de estudos de reservatório antes ou durante a exploração dos campos. Esses estudos são normalmente baseados em simulações numéricas, com o objetivo de prever a quantidade de hidrocarbonetos presente e sua produção ao longo do tempo, otimizar a produção do reservatório e avaliar os riscos associados (Nauroy, 2011) [1].

Um bom entendimento da variação das tensões *in situ* no reservatório e nas rochas adjacentes é importante para o gerenciamento do reservatório, uma vez que as respostas de desempenho do reservatório às mudanças no estado de tensões podem ser positivas (como é o caso do mecanismo de compactação) ou negativas (como declínio de produtividade) devido à alteração da permeabilidade do meio (Sulak; Danielsen, 1988) [2]. Para reservatórios fraturados essas mudanças no estado de tensões podem aumentar ou reduzir a condutividade das fraturas, ou ainda criar caminhos de fluxo preferenciais (Mainguy; Longuemare, 2002) [3]. Além disso, dependendo das propriedades das rochas adjacentes, a compactação do reservatório pode se propagar para a superfície e gerar subsidência, causando danos aos equipamentos de poço e as instalações de superfície (Longuemare et al., 2002) [4]. No campo de Belridge, na Califórnia, quase 1.000 poços sofreram danos severos no revestimento durante os últimos 20 anos de aumento de produção (Fredrich et al., 2000) [5].

Os simuladores de reservatório convencionais simplificam importantes aspectos geomecânicos que podem impactar na previsão de produção dos reservatórios de petróleo. Isso é atribuído ao fato que o único parâmetro mecânico envolvido nessas simulações de reservatório é a compressibilidade dos poros, o qual pode não ser suficiente para representar os aspectos do comportamento mecânico das rochas (Lewis; Gutierrez, 1998) [6], uma vez que não é um parâmetro intrínseco das rochas e depende do cenário de deformação e das condições de contorno do problema acoplado (Settari; Mourits, 1998) [7].

Grandes esforços em pesquisa vêm sendo desenvolvidos para considerar de forma coerente os efeitos geomecânicos nas simulações de fluxo. Dentre os métodos disponíveis na literatura para modelar os efeitos geomecânicos em uma simulação de reservatórios, três métodos normalmente utilizados são acoplamento total, sequencial e parcial.

O acoplamento total é o esquema mais rigoroso, uma vez que as variáveis de fluxo e o campo de deslocamento são combinados em um único sistema de equações. Entretanto, a sua solução não é uma tarefa trivial para fluxo multifásico, além de apresentar elevado custo computacional ((An et al., 2017) [8]; (Lewis; Gutierrez, 1998) [6], (Lautenschlager et al., 2013) [9]). O fluxograma para esse tipo de acoplamento é ilustrado na Figura 1.

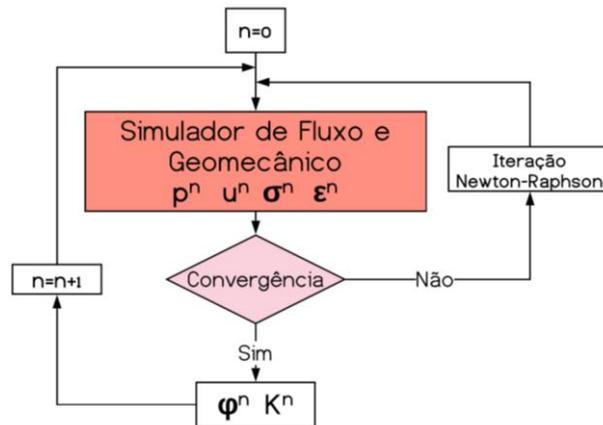


Figura 1. Fluxograma do Acoplamento Total

Já no acoplamento sequencial, as equações de fluxo e mecânica são resolvidas separadamente e sequencialmente. O acoplamento sequencial é dito explícito se apenas uma iteração é realizada para cada passo de tempo e iterativo se a metodologia é repetida até que a convergência entre as variáveis de fluxo e mecânica seja alcançada. Devido ao tempo computacional reduzido, acoplamentos explícitos são normalmente preferíveis a acoplamentos iterativos (Longuemare et al., 2002) [4]. O fluxograma para esse tipo de acoplamento é ilustrado Figura 2.

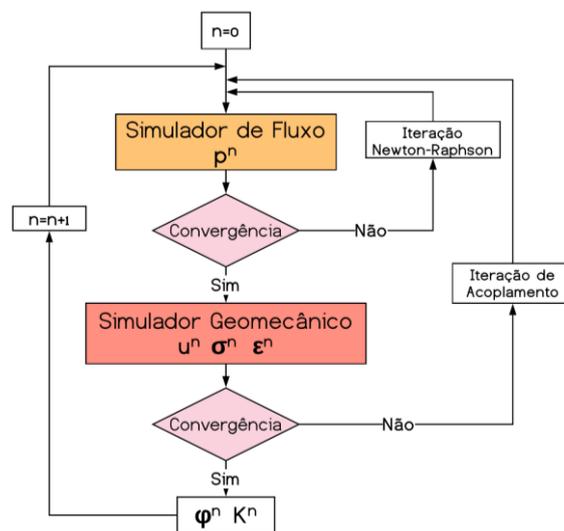


Figura 2. Fluxograma do Acoplamento Sequencial Iterativo

O esquema *fixed stress split* desacopla os sistemas de fluxo e mecânico resolvendo-os sequencialmente para cada passo de tempo. O problema de fluxo é resolvido primeiro enquanto a tensão total média é congelada. Segundo Correa & Murad (2018) [10] esse método é incondicionalmente estável, uma vez que o termo fonte envolvendo a derivada temporal da tensão total média admite escala de tempo característica mais lenta em comparação com as outras variáveis poro mecânicas.

Na abordagem parcialmente acoplada, as equações de fluxo e tensão são resolvidas separadamente e sequencialmente assim como na abordagem sequencial. Entretanto, o acoplamento entre os dois problemas é resolvido apenas após certos números de passos de tempo de fluxo. Esse método apresenta um baixo custo computacional quando comparado aos outros métodos, no entanto, estimativas confiáveis de quando o problema mecânico deve ser atualizado são necessárias (Kim; Tchelepi; Juanes, 2011) [11].

O acoplamento fraco pode ser classificado em dois tipos: *one-way* e *two-way*, conforme ilustrado nos fluxogramas da Figura 3.

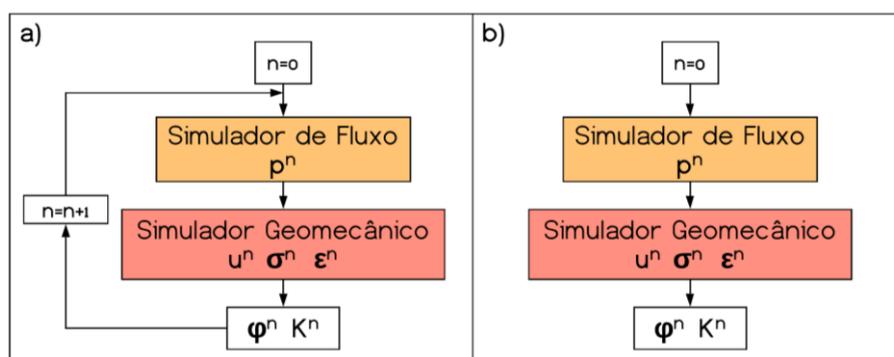


Figura 3. Fluxograma do acoplamento parcial a) *Two Way*, b) *One Way*

2 Metodologia

Para os métodos totalmente acoplado e sequencial *fixed stress split*, os problemas de fluxo e mecânico foram resolvidos através do simulador *in house* CodeBright, enquanto para o acoplamento parcial *two-way*, o problema de fluxo foi resolvido através do simulador de fluxo comercial Imex (versão 2016.1) da CMG® com modelagem do tipo *black-oil*, enquanto o problema mecânico foi resolvido através de um programa em elementos finitos em Matlab. Os simuladores de reservatórios e geomecânico foram integrados de forma automatizada por um código gerenciador em Matlab.

2.1 Formulação Matemática

- Formulação Totalmente Acoplada

A equação de conservação de massa de sólido é definida pela Eq. (1). Os sólidos podem ser considerados como compressíveis ou não.

$$\frac{D\varphi}{Dt} = \frac{(1-\varphi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + (1-\varphi) \dot{\varepsilon}_v. \quad (1)$$

Onde φ é a porosidade, ρ_s é a densidade dos sólidos, $\dot{\varepsilon}_v = \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}}$ é a deformação volumétrica e $\dot{\mathbf{u}}$ é o vetor de deslocamentos.

A equação de conservação de massa para fluxo monofásico em meio poroso deformável é definida pela Eq. (2)

$$\varphi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{(1-\varphi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}_f) + \rho_f \dot{\varepsilon}_v = 0. \quad (2)$$

Onde, ρ_f é a densidade do fluido, \mathbf{q}_f é o fluxo de Darcy conforme descrito na Eq. (3)

$$\mathbf{q}_f = -\frac{1}{\mu_f} \mathbf{K}(\nabla p - \rho_f \mathbf{g}). \quad (3)$$

Onde μ_f é a viscosidade do fluido, \mathbf{K} é o tensor de permeabilidade intrínseca do meio, \mathbf{g} é o vetor gravidade e p é a pressão de poros.

- Formulação Sequencial *Fixed Stress Split*

Essa formulação resolve a mesma equação de fluxo do esquema totalmente acoplado Eq. (2), reescrevendo o termo de deformação volumétrica em termos da variação da tensão efetiva, conforme a Eq. (4)

$$\dot{\varepsilon}_v = \frac{1}{K_b} \frac{D\sigma'_m}{Dt} = \frac{1}{K_b} \left(\frac{D\sigma_m}{Dt} - \frac{Dp}{Dt} \right). \quad (4)$$

Onde K_b é o módulo volumétrico, σ'_m é a tensão efetiva média, σ_m é a tensão total média, p é a pressão de poros e a variação da tensão média total é dada pela Eq. (5)

$$\frac{D\sigma_m}{Dt} = \frac{\sigma_m^n - \sigma_m^{n-1}}{\Delta t}. \quad (5)$$

Onde n representa os passos de tempo.

- Formulação Parcialmente Acoplada

A equação de conservação de massa para fluxo monofásico em meio poroso é definida pela Eq. (6)

$$\varphi \rho_f (c_f + c_p) \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_f \mathbf{q}_f = 0 \quad (6)$$

Onde $c_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho_f}{\partial p}$ é a compressibilidade do fluido e $c_p = \frac{1}{\varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial p}$ é a compressibilidade da rocha.

Inoue & Fontoura (2009) [12] desenvolveram uma expressão, denominada de pseudo-compressibilidade, para compatibilizar a equação de fluxo que é resolvida para o método totalmente acoplado e a resolvida pelos simuladores de reservatório convencionais. Assim, a pseudo-compressibilidade, definida pela Eq. (7), foi calculada pelo código gerenciador e inserida no simulador de fluxo para substituir a compressibilidade dos poros para os passos de tempo de acoplamento definidos.

$$c_{pseudo} = \frac{\varepsilon_{v_i}^{n+1} - \varepsilon_{v_i}^n}{\varphi_0 (p_i^{n+1} - p_i^n)} \quad (7)$$

Onde ε_v é a deformação volumétrica, φ_0 é a porosidade inicial, p é a pressão de poros. Além disso, o subscrito i denota os blocos da malha e n é o passo de tempo de acoplamento.

Uma vez que a compressibilidade dos poros foi atualizada durante a análise, o *software* Imex utiliza a Eq. (8) para atualizar a porosidade do meio.

$$\varphi = \varphi_0 [1 + c_{por}(p - p_{rpor})] \quad (8)$$

Onde φ_0 é a porosidade inicial, c_{por} é a compressibilidade dos poros e p_{rpor} é a pressão de referência. Neste trabalho, a pressão de referência utilizada foi a pressão inicial do reservatório.

2.2 Estudos de Casos

Os problemas disponíveis em Dean et al., (2006) [13] foram utilizados para validação e comparação dos resultados das técnicas estudadas. Os problemas 1 e 2 apresentam as mesmas características de rocha e fluido, entretanto foram impostas diferentes condições de contorno, conforme ilustrado na Figura 4. Diferentemente dos problemas 1 e 2, que modelam apenas o reservatório, o problema 3 também considera as rochas adjacentes. Ambos os casos são monofásicos

(fluxo de água) e apresentam um poço produtor no centro do reservatório. Foram impostas condições de contorno de vazão de produção constante. As informações gerais dos casos estudados são ilustradas na Tabela 1.

Para o acoplamento parcial *two-way*, foram utilizados 30 passos de tempo de acoplamento para os problemas 1 e 2, enquanto para o problema 3 foram utilizados 42 passos de tempo de acoplamento. Os passos de tempo de acoplamento definidos pelo usuário estão relacionados apenas a frequência das análises geomecânicas. Os passos de tempo dentro do simulador de fluxo Imex são automáticos de acordo com o esquema numérico utilizado.

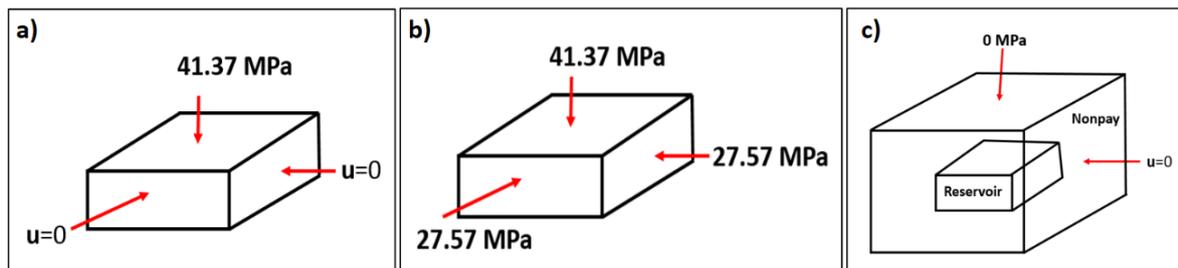


Figura 4-Condições de Contorno dos casos estudados: a) Problema 1, b) Problema 2, c) Problema 3

Para os casos analisados, apenas a compressibilidade dos poros e a porosidade do meio são atualizadas. A permeabilidade absoluta se mantém constante.

Tabela 1. Informações gerais dos casos analisados

| | Problema 1 / Problema 2 | Problema 3 |
|------------------------|---------------------------------|--|
| Dimensões | 670,56 m 670,56 m 60,96 m | 18898m 9449 m 3185 m |
| Discretização | 11 x 11 x 10 | 21x21x12 |
| Permeabilidade | Horizontal | Reservatório = 100 mD Rochas = 0 mD |
| | Vertical | Reservatório = 10 mD Rochas = 0 mD |
| Porosidade | 20% | 25% |
| Poison | 0,3 | 0,25 |
| Módulo de Elasticidade | 68,95 MPa | Reservatório= 68,95 MPa Rochas=6895 MPa |
| Pressão de Referência | 20,68 Mpa @1828,8 m | 30,23 Mpa @3048 |
| Vazão de Produção | 2385 m ³ /dia | 7950 m ³ /dia |

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Figura 5 e Figura 6 ilustram a pressão média no reservatório ao longo da produção e a compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório para os problemas 1 e 2, respectivamente. Houve uma boa aproximação entre o acoplamento total e os esquemas de acoplamento parcial *two-way* e *fixed stress split* estudados.

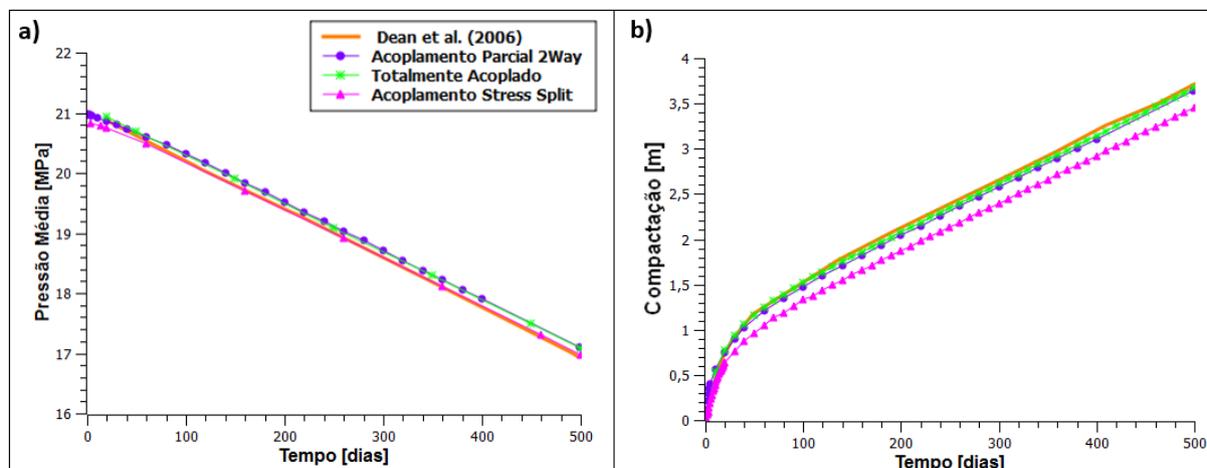


Figura 5. Resultados do Problema 1: a) Pressão Média; b) Compactação

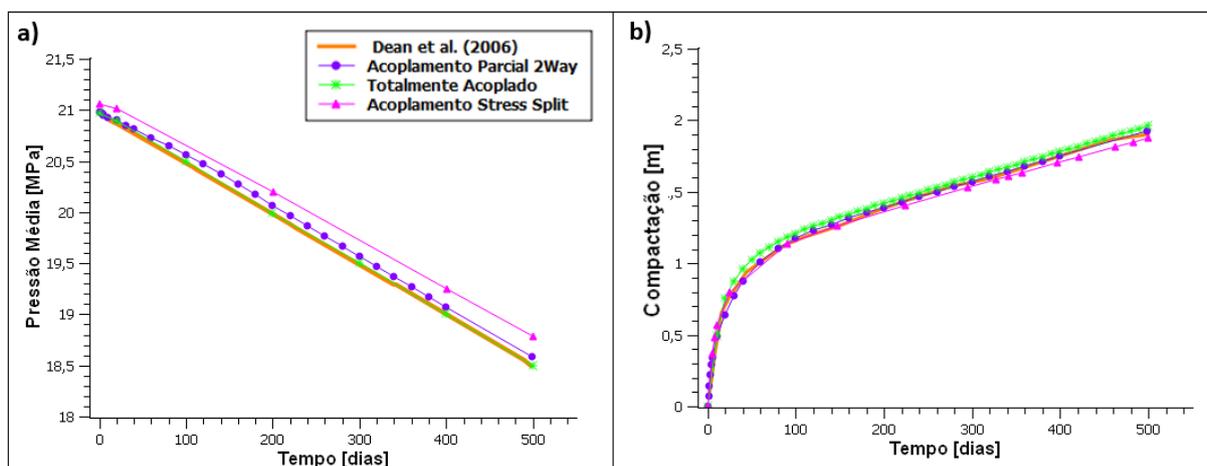


Figura 6. Resultados Problema 2: a) Pressão Média; b) Compactação

A Figura 7 ilustra a pressão média no reservatório ao longo da produção e a evolução da pressão em uma célula localizada na borda do reservatório, ou seja, no contato entre o reservatório e as rochas laterais para o problema 3. Apesar dos métodos de acoplamento parcial e sequencial *fixed stress split* se mostrarem como uma boa aproximação para o acoplamento total, alguns aspectos do comportamento mecânico das rochas não puderam ser observados através desses métodos. O aumento na pressão de poros acima do valor inicial na borda do reservatório foi um desses aspectos, conforme ilustrado na Figura 7 b). Este efeito é análogo ao conhecido Efeito de Mandel-Cryer, observado nas primeiras aplicações da teoria da consolidação tridimensional de Biot (1941) [14]. A transição de

rigidez entre reservatório e as rochas laterais influencia diretamente na variação de pressão na borda do reservatório. Esse comportamento só foi capturado pela simulação totalmente acoplada.

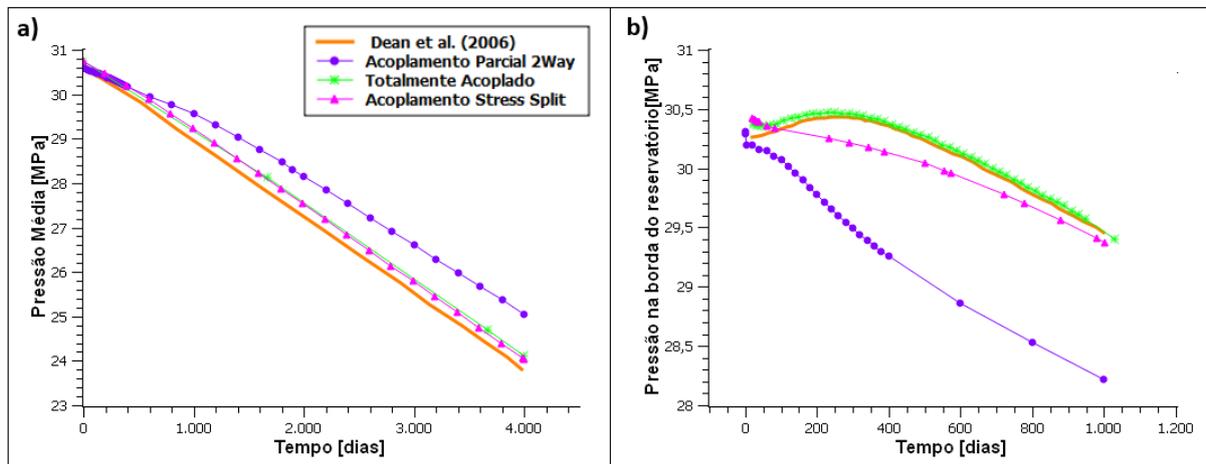


Figura 7. Pressão no reservatório para o Problema 3

A subsidência da superfície e a compactação do reservatório para o problema 3 são ilustradas na Figura 8. Após aproximadamente 11 anos de produção, a subsidência e a compactação atingiram valores de 1,22 m e 2,22 m, respectivamente. Conforme esperado, a compactação foi maior do que a subsidência, uma vez que as camadas acima do reservatório, locais de maiores deformações resultantes da produção, absorvem parte das deformações.

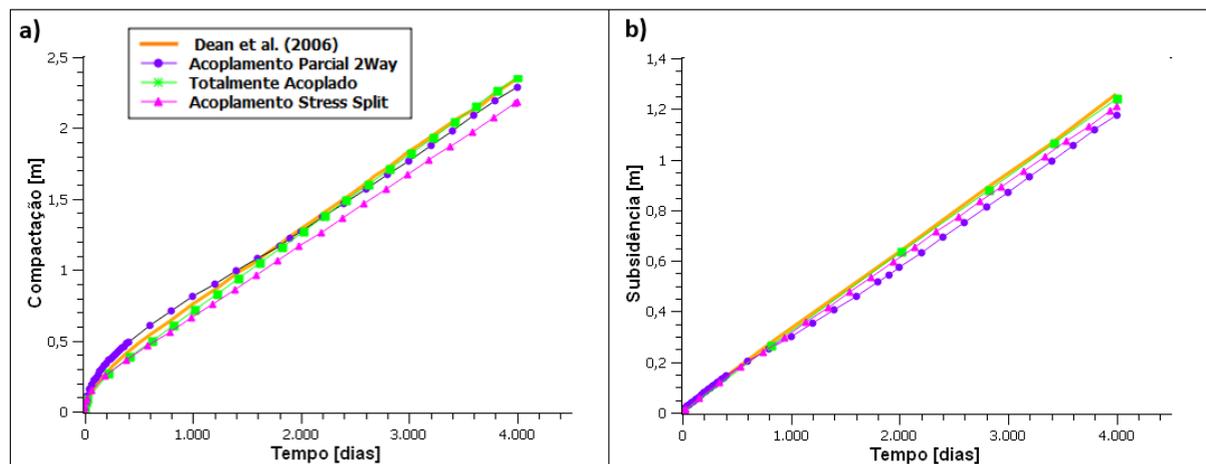


Figura 8. Compactação e Subsidência para o Problema 3 em um ponto localizado na região central do reservatório e da superfície, respectivamente.

A pressão de poros do reservatório diminui quando o mesmo é posto em produção, resultando no aumento da tensão efetiva atuante nos sólidos, conforme ilustrado nas Figura 9 e

Figura 10. O aumento da tensão efetiva ocorre de forma mais acentuada justamente nas regiões próximas ao poço produtor, podendo gerar danos ao revestimento e aos equipamentos do poço. Além disso, é possível observar a diferença entre a distribuição das tensões nos problemas 1 e 2 em

virtude das condições de contorno que foram impostas, confirmando a importância da modelagem não só do reservatório, mas também das rochas adjacentes ao mesmo.

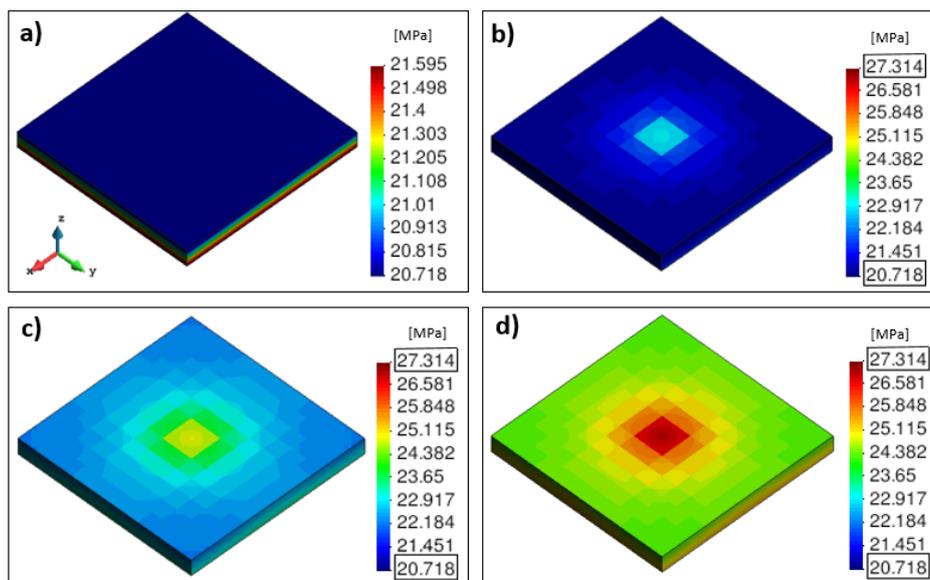


Figura 9. Variação da tensão efetiva vertical para o Problema 1- Esquema Totalmente Acoplado
 a) Tensões efetivas iniciais, b) Após 100 dias, c) Após 300 dias, d) Após 500 dias

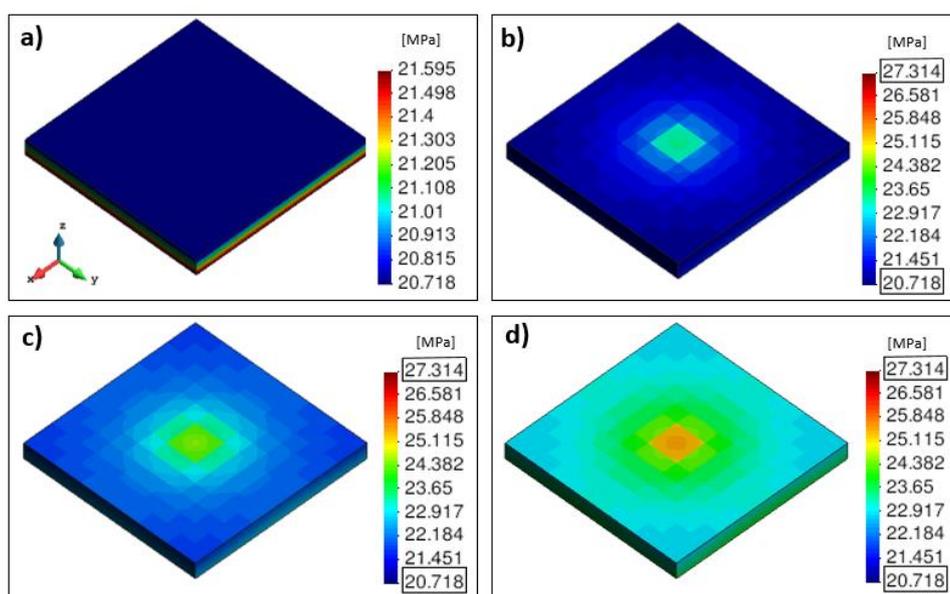


Figura 10. Variação da tensão efetiva vertical para o Problema 2- Esquema Totalmente Acoplado
 a) Tensões efetivas iniciais, b) Após 50 dias, c) Após 250 dias, d) Após 500 dias

A variação da porosidade ao longo do tempo para o problema 2 é ilustrada na Figura 11. Para as regiões próximas ao poço produtor, a porosidade apresentou uma redução média em torno de 30% ao longo de 500 dias de produção, confirmando a importância da consideração da geomecânica nas

simulações de reservatório e no gerenciamento dos campos para avaliar quando as mudanças no estado de tensões podem ser positivas ou negativas.

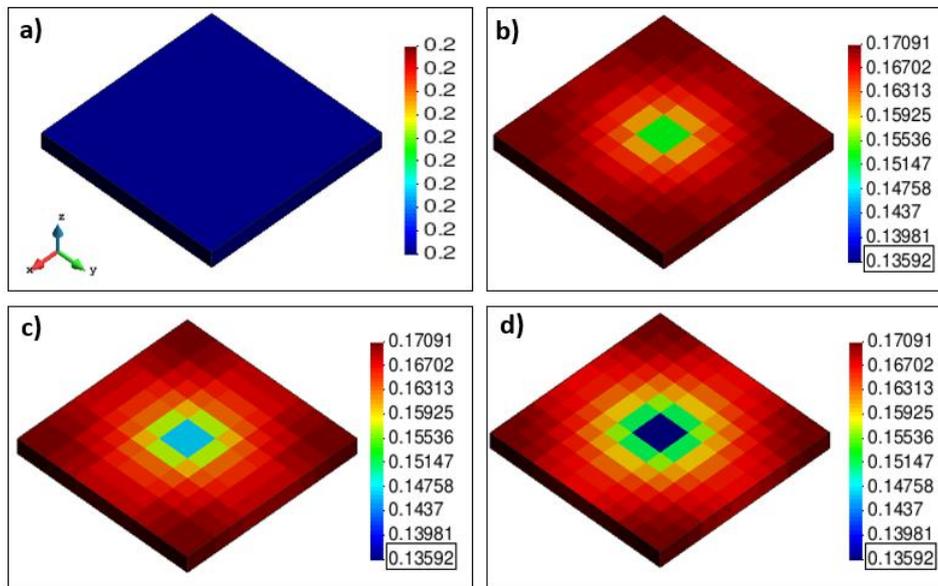


Figura 11. Variação da porosidade para o Problema 2 -Esquema Totalmente Acoplado
a) Porosidade inicial, b) Após 100 dias, c) Após 300 dias, d) Após 500 dias

4 CONCLUSÕES

Os métodos de acoplamento parcial *two-way* e sequencial *fixed stress split* mostraram-se como uma boa aproximação para o método totalmente acoplado, entretanto, alguns aspectos do comportamento mecânico das rochas não puderam ser observados através desses métodos, como foi o caso do aumento da pressão de poros acima do valor inicial na fronteira entre o reservatório e as rochas adjacentes.

Uma das vantagens oferecida pelo método acoplamento parcial *two-way* é que os cálculos mecânicos foram realizados em apenas alguns passos de tempo de acoplamento, diminuindo o esforço computacional e tornando esse método bastante competitivo para a solução de problemas de interesse prático.

5 AGRADECIMENTOS

À Petrobras e a Energi Simulation pelo apoio financeiro. Ao Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica pelo suporte para desenvolvimento dessa pesquisa.

6 REFERÊNCIAS

- [1] Nauroy, J.-F. **Geomechanics Applied to the Petroleum Industry**. [s.l.: s.n.].
- [2] Sulak, R. M.; Danielsen, J. Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence. **Journal of Petroleum Technology**, v. 41, n. 07, p. 709–716, 1988.
- [3] Mainguy, M.; Longuemare, P. Coupling Fluid Flow and Rock Mechanics: Formulations of the Partial Coupling between Reservoir and Geomechanical Simulators. **Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP**, v. 57, n. 4, p. 355–367, 2002.
- [4] Longuemare, P. et al. Geomechanics in reservoir simulation: Overview of coupling methods and field case study. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 57, n. 5, p. 471–483, 2002.
- [5] Fredrich, J. T. et al. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 3, n. 04, p. 348–359, 2000.
- [6] Lewis, R. W.; Gutierrez, M. The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. **SPE/ISRM Eurock'98**, p. 10, 1998.
- [7] Settari, A.; Mourits, F. M. **A Coupled Reservoir and Geomechanical Simulation System** **SPE Journal**, 1998. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/50939-PA>>
- [8] An, C. et al. Adaptive Time Stepping with the Modified Local Error Method for Coupled. **SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition**, 2017.
- [9] Lautenschlager, C. E. R. et al. Advances on Partial Coupling in Reservoir Simulation: A New Scheme of Hydromechanical Coupling. **North Africa Technical Conference and Exhibition**, 2013.
- [10] Correa, M. R.; Murad, M. A. A new sequential method for three-phase immiscible flow in poroelastic media. **Journal of Computational Physics**, v. 373, p. 493–532, 15 nov. 2018.
- [11] Kim, J.; Tchelepi, H. A.; Juanes, R. Stability, Accuracy, and Efficiency of Sequential Methods for Coupled Flow and Geomechanics. **SPE Journal**, v. 16, n. 02, p. 249–262, 2011.
- [12] Inoue, N.; Fontoura, S. Answers to Some Questions About the Coupling Between Fluid Flow and Rock Deformation in Oil Reservoirs. **SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference**, p. 1–13, 2009.
- [13] Dean, R. H. et al. A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. **SPE Journal**, v. 11, n. 01, p. 132–140, 2006.
- [14] Biot, M. A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, n. 2, p. 155–164, 1941.