

COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO HIDROMECAÂNICO

Raquel Oliveira Lima¹
L. J. do N. Guimarães²
L. C. Pereira³
Jean Baptiste Joseph⁴

RESUMO

Historicamente, as simulações de fluxo acopladas à geomecânica têm sido consideradas complexas e inviáveis devido ao esforço computacional adicional para realizar tais análises. Entretanto, os simuladores convencionais de reservatório simplificam importantes aspectos do comportamento mecânico das rochas que podem impactar significativamente a previsão de produção dos campos de petróleo. É importante considerar a influência da variação das tensões efetivas nas propriedades do reservatório, tais como compressibilidade, porosidade e permeabilidade, especialmente para reservatórios fraturados ou que apresentam baixa resistência mecânica. Várias abordagens vem sendo propostas para a implementação dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios. Essas abordagens diferem em quais elementos da geomecânica são implementados e o grau em que esses elementos são acoplados ao fluxo multifásico. As equações resultantes do problema acoplado podem ser resolvidas em um único sistema de equações (esquema de acoplamento total) ou em sistemas separados (esquema de acoplamento parcial). Assim, o presente trabalho tem como objetivo utilizar exemplos da literatura para comparar os resultados de análises acopladas utilizando as técnicas de acoplamento parcial explícita *two-way* entre o simulador de fluxo comercial Imex[®] e um simulador mecânico *in house* em Matlab[®], e de acoplamento total utilizando o *software in house* Codebrigt. Os resultados encontrados com a técnica de acoplamento parcial estudada foram muito próximos dos resultados da solução totalmente acoplada. Uma vez que no acoplamento parcial os cálculos mecânicos foram realizados em apenas tempos específicos da análise (passos de tempo de acoplamento), o esforço computacional é reduzido, tornando essa técnica bastante competitiva para a solução de problemas em escala real de reservatório.

Palavras-chave: Acoplamento hidromecânico, Geomecânica de reservatórios, Acoplamento parcial explícito *two-way*, Acoplamento total.

¹ Doutoranda do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, raquel.oliveiral@ufpe.br;

² Professor do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, leonardo.guimaraes@ufpe.br;

³ Doutor pelo Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, leonardocabraal@petrobras.com.br;

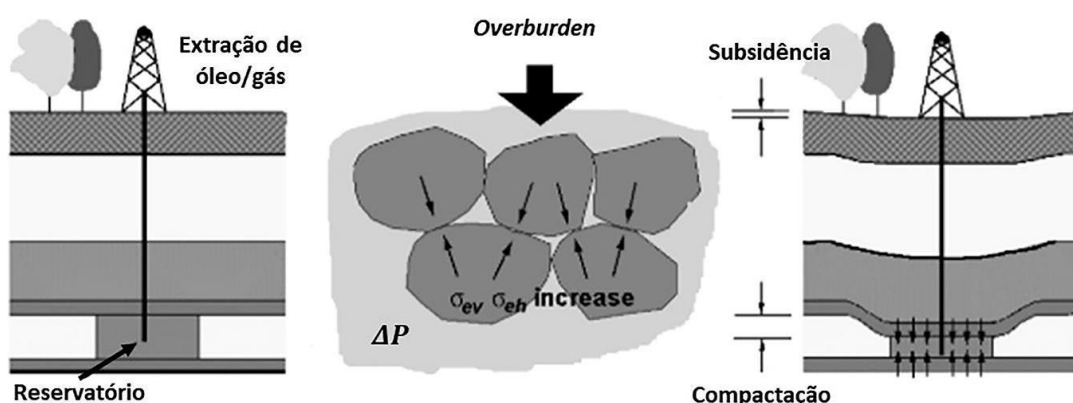
⁴ Doutorando do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, jeanjbluxe@gmail.com;

INTRODUÇÃO

Com os crescentes desafios econômicos, logísticos e ambientais para o desenvolvimento e manutenção dos recursos de hidrocarbonetos, a necessidade de boas estratégias de perfuração/completação, de recuperação e estimulação vêm aumentando. Os eventos de sismicidade induzida e de deformação do solo registrados em torno dos campos petrolíferos têm levado a uma consciência cada vez maior sobre a sensibilidade dos reservatórios ao estado de tensões. Tem se tornado cada vez mais claro que o entendimento da evolução dessas tensões é essencial para maximizar a produção dos campos existentes e desenvolver campos futuros, especialmente para os reservatórios fraturados ou que apresentam baixa resistência mecânica (reservatórios sensíveis ao estado de tensão) (Bubshait; Aminzadeh; Jha, 2018).

Segundo o princípio das tensões efetivas, o peso dos sedimentos da sobrecarga (tensão vertical total) acima de uma formação produtora de petróleo é suportado parcialmente pela matriz da rocha e parcialmente pelo fluido pressurizado dentro dos espaços porosos. A parte dessa carga suportada pelos fluidos é chamada de pressão dos poros, enquanto a parte suportada pelos sólidos é chamada de tensão efetiva (Terzaghi, 1943). Quando a pressão do fluido é reduzida, mais carga é transferida para a matriz da rocha e a formação é compactada. Essa compactação em subsuperfície também pode produzir subsidência da superfície, com deslocamentos significativos nas direções vertical e horizontal, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1- Ilustração dos efeitos de compactação e subsidência nos campos de petróleo



Fonte: Modificado de Gambolati; Ferronato; Teatini, (2006).

Os modelos que acoplam o fluxo e a geomecânica são necessários para investigar o comportamento mecânico das rochas e avaliar o impacto da alteração de propriedades do

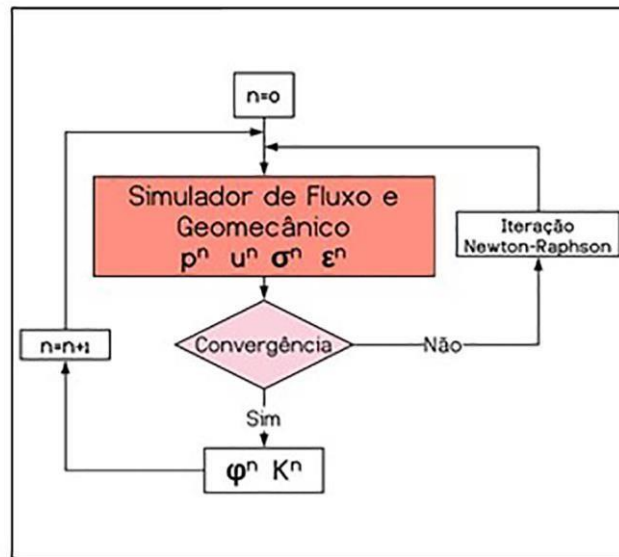
reservatório, tais como porosidade e permeabilidade, devido a mudança das tensões *in situ* em virtude da produção/injeção de fluidos no reservatório. Em muitos reservatórios, a compactação das rochas terá forte influência no desenvolvimento da pressão e no padrão de fluxo e, como tal, é um parâmetro importante para uma modelagem confiável (Pettersen, 2012). Além disso, também é possível avaliar a estabilidade dos poços, o potencial de reativação de falhas pré-existentes ou de geração de fraturas, entre outros processos.

Os simuladores numéricos são ferramentas frequentemente utilizadas pelos engenheiros de reservatório para auxiliar no gerenciamento e na tomada de decisões durante a exploração dos campos de petróleo. Os simuladores convencionais de reservatório simplificam importantes aspectos do comportamento mecânico das rochas que podem impactar significativamente a previsão do comportamento de produção (Lewis; Gutierrez, 1998), uma vez que o único parâmetro mecânico considerado nessas simulações é a compressibilidade dos poros. Entretanto, essa compressibilidade dos poros é função das condições de confinamento (Settari; Mourits, 1998) e depende da trajetória de tensão seguida pelo reservatório durante a depleção, a qual pode ser bem diferente da trajetória dos carregamentos adotados nos testes de laboratório para determinar esse parâmetro.

A modelagem de processos hidromecânicos acoplados em escala real dos campos de petróleo impõe grandes desafios computacionais, devido ao esforço adicional para resolver simultaneamente os problemas de fluxo e geomecânico. Nos últimos anos, houve um grande progresso no desenvolvimento de *hardwares* e as barreiras para resolver problemas acoplados tão complexos estão sendo continuamente reduzidas através da computação de alto desempenho e do desenvolvimento de metodologias de acoplamento alternativas a solução simultânea dos dois problemas (fluxo e geomecânico).

O esquema de acoplamento total é o mais rigoroso, uma vez que as variáveis de fluxo (pressão) e geomecânica (deslocamento) são combinadas em um único sistema de equações. Entretanto, a sua solução não é uma tarefa trivial para fluxo multifásico, além de apresentar elevado custo computacional (Lautenschläger et al., 2013; Lewis; Gutierrez, 1998). O fluxograma para esse tipo de acoplamento é ilustrado na Figura 2.

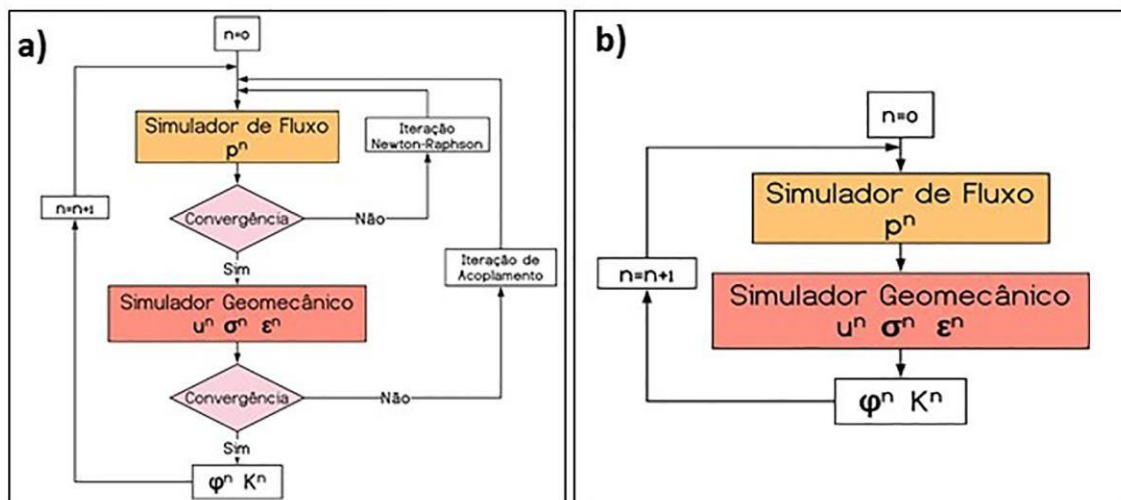
Figura 2 - Fluxograma do acoplamento total



Fonte: Lima, (2019).

Já no acoplamento parcial (ou sequencial), as equações de fluxo e mecânicas são resolvidas separadamente e sequencialmente. O acoplamento parcial *two-way* é dito explícito se apenas uma iteração é realizada para cada passo de tempo de acoplamento (Figura 3 B) e iterativo (Figura 3 A) 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).

Figura 3 - Fluxograma de acoplamento: a) Acoplamento parcial *two-way* iterativo; b) Acoplamento parcial *two-way* explícito.



Fonte: Lima, (2019).

Dependendo da frequência de acoplamento e da tolerância de convergência adotada, o acoplamento parcial *two-way* pode apresentar precisão muito próxima do acoplamento total, com maior flexibilidade e menor custo computacional (Lonardelli et al., 2017). Algumas das vantagens desse tipo de acoplamento são a possibilidade de utilização de diferentes malhas e passos de tempo para os cálculos de fluxo e mecânico, já que os dois problemas são resolvidos separadamente. Normalmente, as frentes de fluido podem se propagar ou as mudanças nos poços podem ocorrer em intervalos de tempo muito pequenos, enquanto os deslocamentos podem progredir lentamente ao longo da simulação (Samier; Onaisi; De Gennaro, 2008). Assim, passos de tempo maiores no módulo geomecânico podem reduzir efetivamente o custo computacional (Longuemare et al., 2002).

A motivação principal em se desenvolver o acoplamento parcial entre simuladores de fluxo e mecânico é a flexibilidade e a possibilidade de explorar o potencial máximo de cada *software* individualmente para considerar de forma coerente o comportamento geomecânico das rochas na simulação de fluxo e obter previsões de comportamento de produção mais próximas da realidade em tempos computacionais acessíveis.

Assim, o presente trabalho tem como objetivo utilizar os problemas disponíveis em Dean et al., (2006) para comparar os resultados de análises acopladas utilizando as técnicas de acoplamento parcial explícito *two-way* e de acoplamento total.

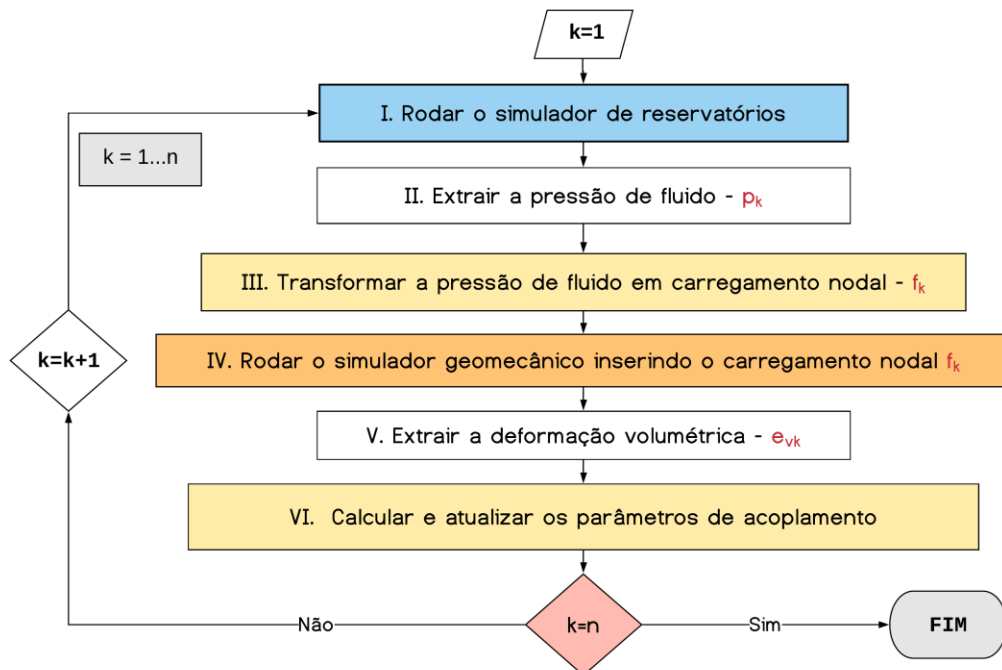
METODOLOGIA

Para o método totalmente acoplado os problemas de fluxo e mecânico foram resolvidos simultaneamente através do simulador *in house CodeBright* (Guimarães, 2002). Para o acoplamento parcial explícito *two-way* IMEX2MATLAB (Lima, 2019), o problema de fluxo foi resolvido através do simulador de fluxo comercial Imex[®] da CMG[®] com modelagem do tipo *black-oil*, enquanto o problema mecânico foi resolvido através de um programa de elementos finitos em Matlab[®] desenvolvido pela Equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG-UFPE). Os simuladores de reservatório e geomecânico foram integrados de forma automatizada por um código gerenciador também em Matlab[®] (Lima, 2019), o qual é responsável por executar os simuladores, calcular os parâmetros de acoplamento e escrever os arquivos de entrada necessários para os simuladores em cada passo de tempo de acoplamento.

No acoplamento IMEX2MATLAB, a simulação de fluxo é executada para um determinado intervalo de tempo, fornecendo a pressão de fluido. Admitindo que as mudanças na tensão total são desprezíveis, a pressão induz uma mudança igual, em módulo, na tensão efetiva. Assim, a variação da pressão de poros em um determinado passo de tempo em relação a pressão inicial são transformadas em carregamento nodais, os quais são inseridos como *input* para o programa de análise de tensões, que é então solicitado para resolver o problema geomecânico, fornecendo os deslocamentos e a deformação volumétrica do meio em cada passo de tempo de acoplamento.

O programa gerenciador é então solicitado para calcular os parâmetros de acoplamento e escrever os arquivos de entrada necessários para o *restart* do simulador de fluxo. Em seguida, o processo é reiniciado atualizando na simulação de fluxo o parâmetro de acoplamento definido. O processo de acoplamento externo entre os simuladores é ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Fluxograma de acoplamento. Onde n são os passos de tempo de acoplamento geomecânico



Fonte: Lima, (2019).

O parâmetro de acoplamento utilizado foi a pseudo compressibilidade desenvolvida por Inoue & Fontoura (2009), conforme descrito na Eq. (1). Uma vez que a compressibilidade dos poros é atualizada na simulação de fluxo, o simulador Imex[®] atualiza a porosidade conforme a lei descrita na Eq. (2)

$$c_p = \frac{\Delta \varepsilon_v}{\phi_0 \Delta p} \quad (1)$$

$$\phi = \phi_0 [1 + c_p (p - p_0)] \quad (2)$$

Onde: ε_v é a deformação volumétrica, ϕ_0 é a porosidade de referência, p_0 é a pressão de referência, p é a pressão.

A malha de elementos finitos utilizada nas análises mecânicas possui os nós coincidentes aos vértices de cada célula do *grid* de diferenças finitas do modelo de fluxo do reservatório. Além disso, todas as análises realizadas foram lineares elásticas.

ESTUDOS DE CASO

Os problemas disponíveis em Dean et al., (2006) foram utilizados para comparação dos resultados das técnicas de acoplamento estudadas. Diferentemente dos problemas 1 e 2, que modelam apenas o reservatório, o problema 3 também considera as rochas adjacentes ao mesmo (Figura 5). Ambos os casos são monofásicos e apresentam um poço produtor no centro do reservatório. Foram impostas condições de contorno de vazão de produção constante. Os problemas 1 e 2 apresentam as mesmas características de rocha e fluido, entretanto foram impostas diferentes condições de contorno mecânicas, conforme ilustrado na Figura 6. As informações gerais dos casos estudados são ilustradas na Tabela 1.

Figura 5 - Malha para o problema 3: a) Malha geomecânica; b) Identificação do reservatório na malha geomecânica.

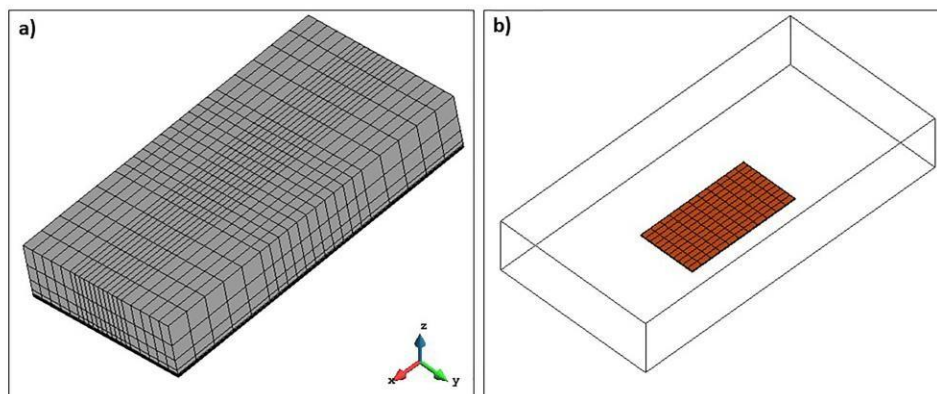


Figura 6 - Condições de Contorno dos casos estudados: a) Problema 1, b) Problema 2, c) Problema 3

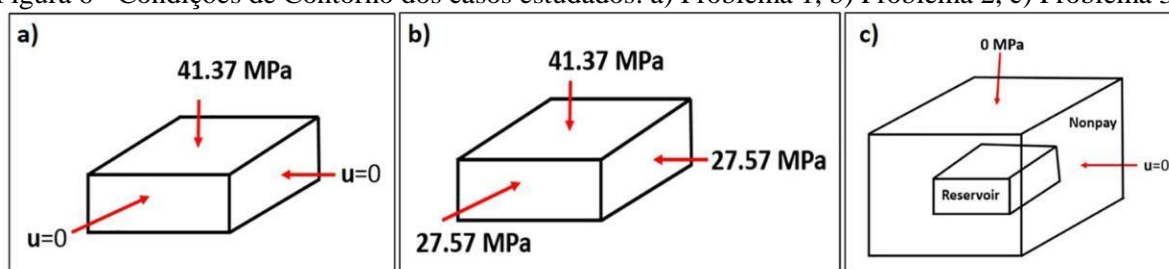


Tabela 1- Informações gerais dos casos analisados

	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	21 x 21 x 12
Permeabilidade	Horizontal	50 mD
	Vertical	5 mD
Porosidade	20%	Reservatório = 100 mD Rochas = 0 mD
Poison	0,3	Reservatório = 10 mD Rochas = 0 mD
Módulo de elasticidade	68,95 MPa	25%
Pressão de referência	20,68 Mpa @1828,8 m	0,25
Vazão de produção	2385 m ³ /dia	Reservatório= 68,95 MPa Rochas=6895 MPa
		30,23 Mpa @3048 m
		7950 m ³ /dia

Para o acoplamento parcial 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 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.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 7 e a Figura 8 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. Os resultados do acoplamento IMEX2MATLAB estão de acordo com a referência publicada (Dean et al., 2006), assim como com a solução totalmente acoplada do Codebright. Esses resultados indicam que o acoplamento parcial pode apresentar precisão muito próxima do acoplamento total se mostrando como uma boa alternativa para quantificar os efeitos da deformação das rochas nas simulações de fluxo.

Figura 7- Resultados do Problema 1: a) Pressão Média; b) Compactação

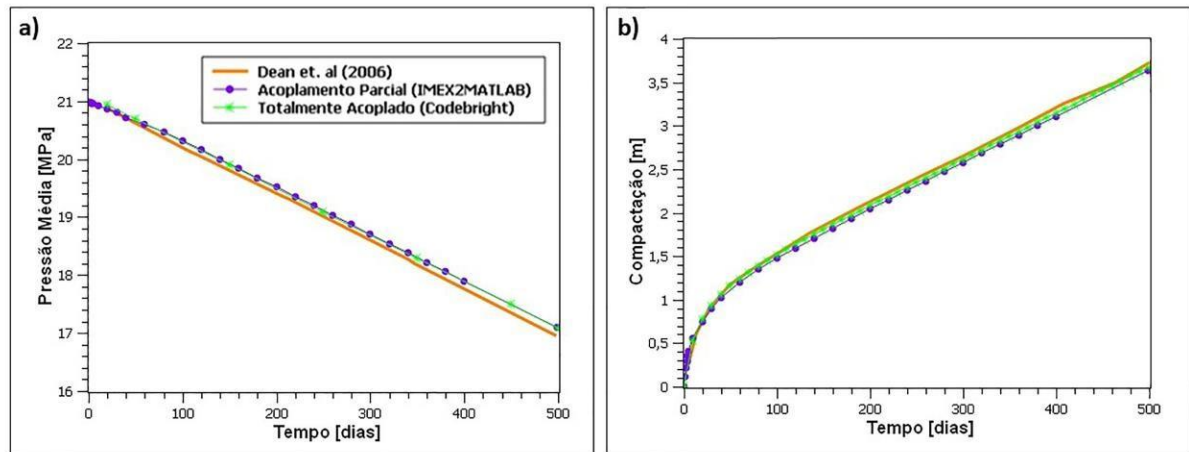
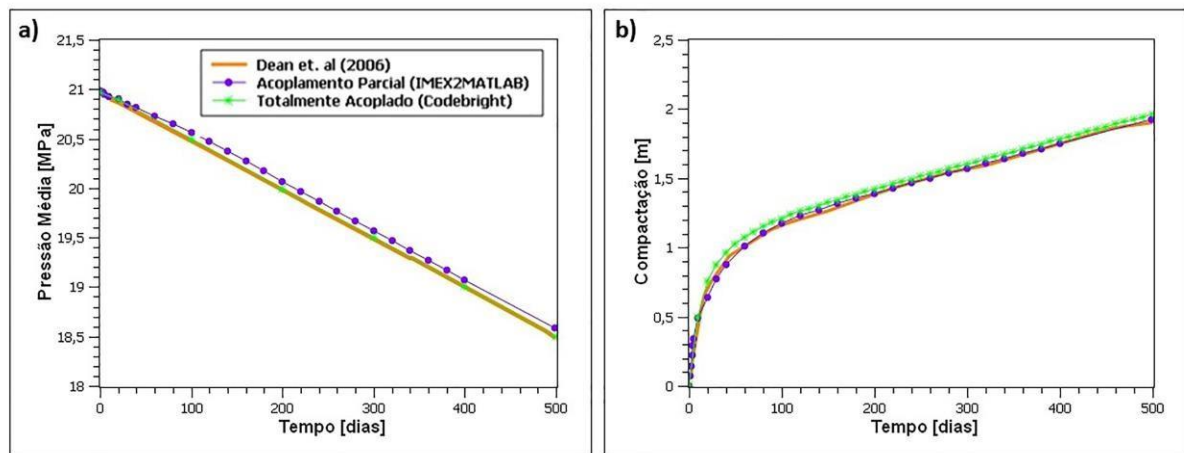


Figura 8 - Resultados Problema 2: a) Pressão Média; b) Compactação



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 na Figura 9 e na Figura 10. Esse 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 mecânicas que foram impostas, confirmando a importância da modelagem não só do reservatório, mas também das rochas adjacentes ao mesmo durante as análises geomecânicas.

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

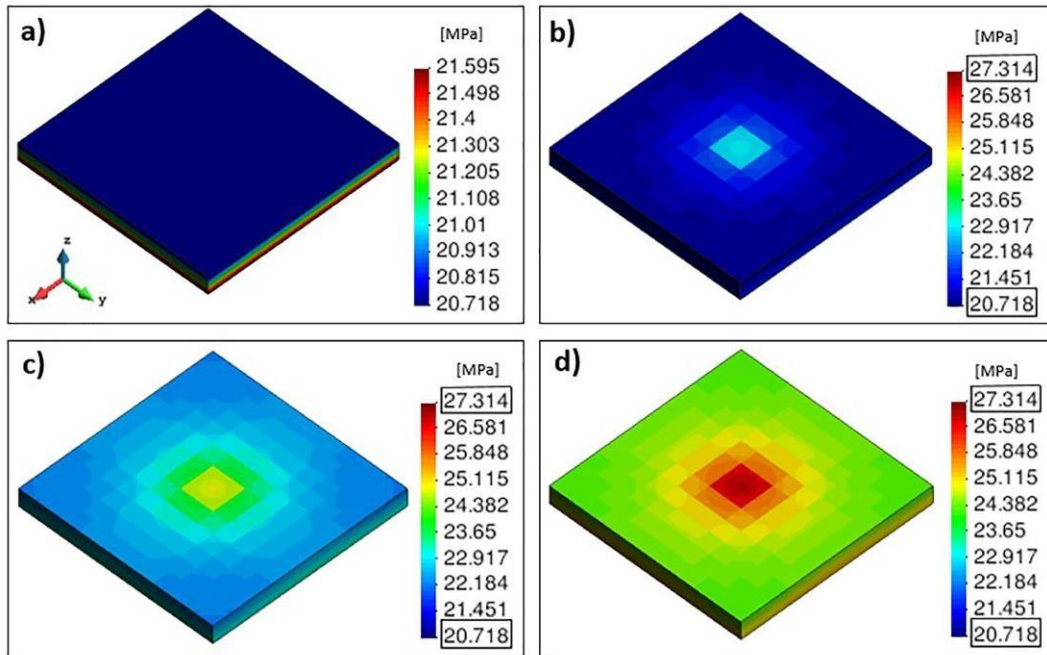
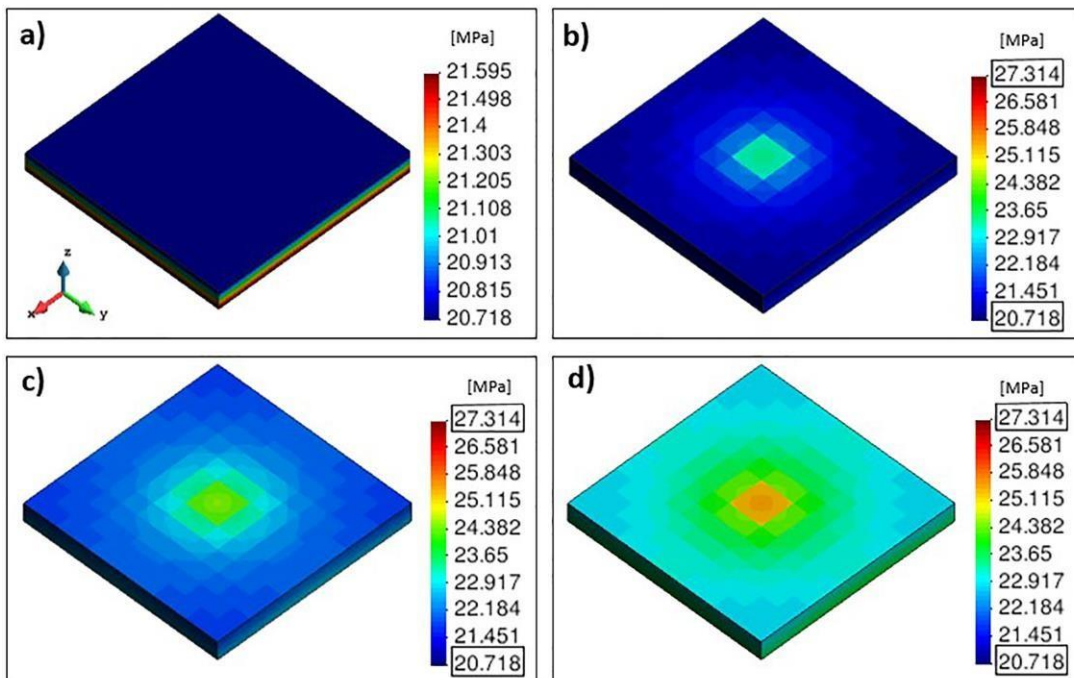


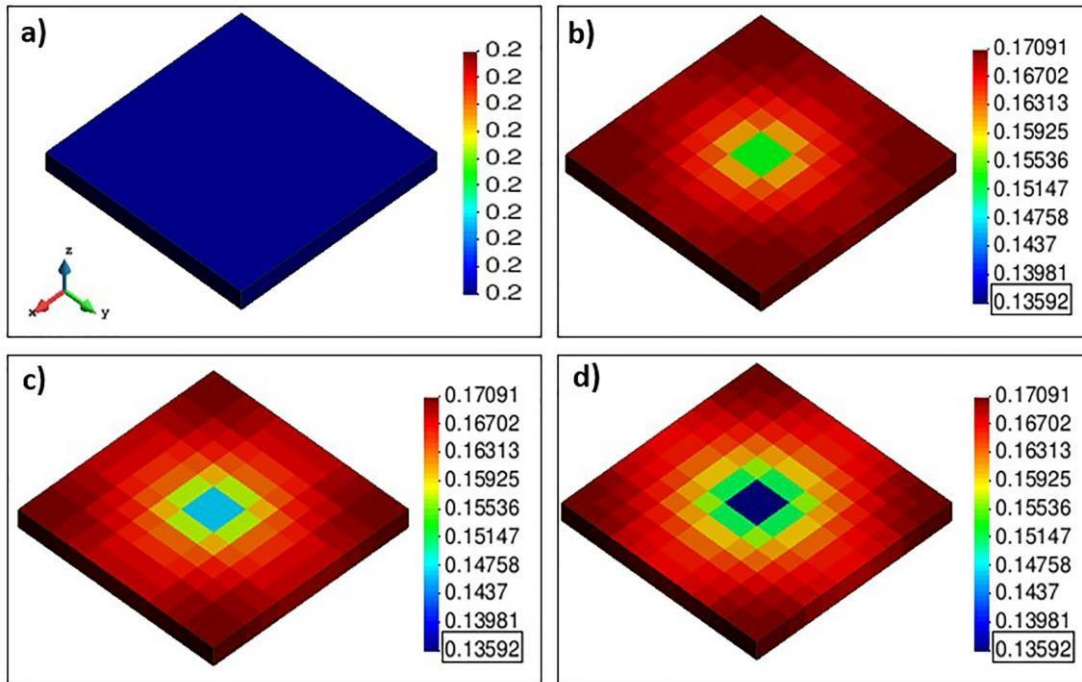
Figura 10 -Variação da tensão efetiva vertical para o Problema 2- Esquema Totalmente Acoplado a)
 Tensões efetivas iniciais, b) Após 50 dias, c) Após 250 dias, d) Após 500 dias



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

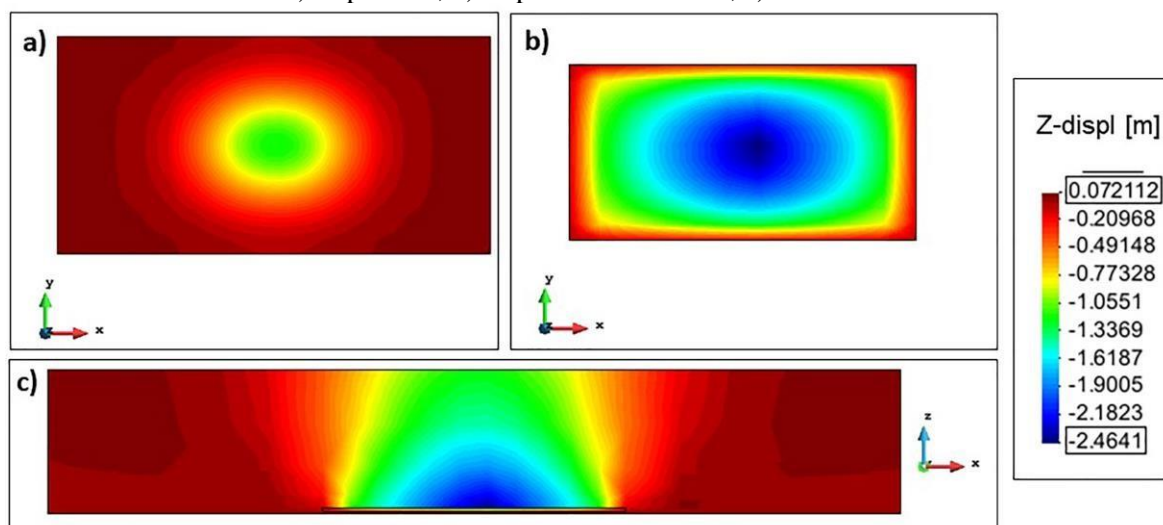
consideração da geomecânica nas simulações de reservatório e no gerenciamento dos campos para avaliar quando as mudanças no estado de tensões podem ser positivas ou negativas.

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



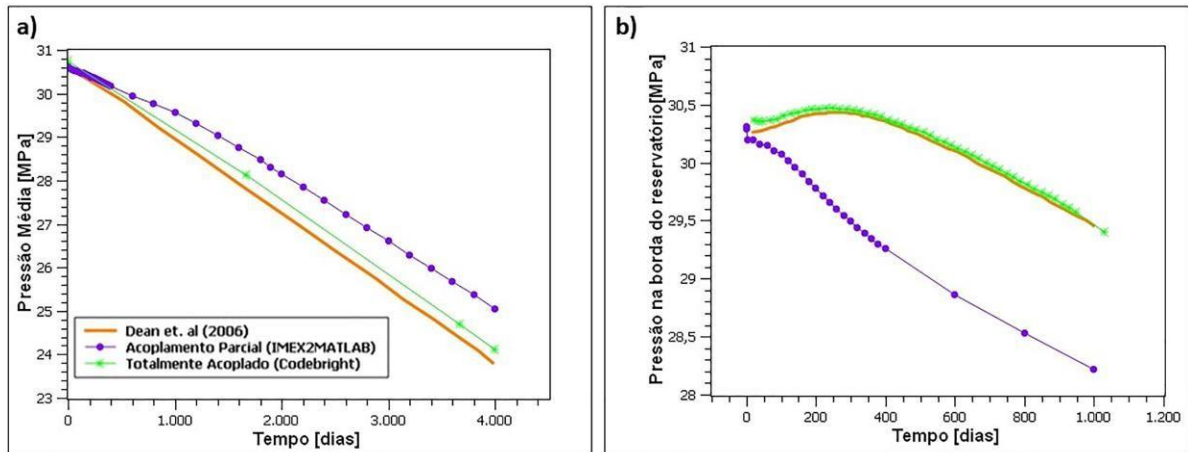
Para o problema 3 , que modela o reservatório e as rochas adjacentes ao mesmo, a compactação ocorrida no reservatório em virtude da depleção afetou não apenas suas propriedades, mas também as rochas adjacentes (*overburden* e *underburden*). À medida que o reservatório se compacta, ele puxa para baixo as camadas superiores (*overburden*) e para cima as camadas inferiores (*underburden*). A Figura 12 ilustra o deslocamento vertical do modelo geomecânico ao final do período de simulação. O maior deslocamento está localizado na região onde se encontra o poço produtor (Figura 12 B). Além disso, a sobrecarga (*overburden*) tende a suavizar o movimento descendente induzido pela compactação do reservatório e fornece contornos de subsidência suaves em torno do centro do reservatório, conforme ilustrado na Figura 12 C.

Figura 12 - Deslocamento vertical do modelo geomecânico no final da simulação para o Problema 3:
 a) Superfície; b) Topo do reservatório; c) Plano XZ



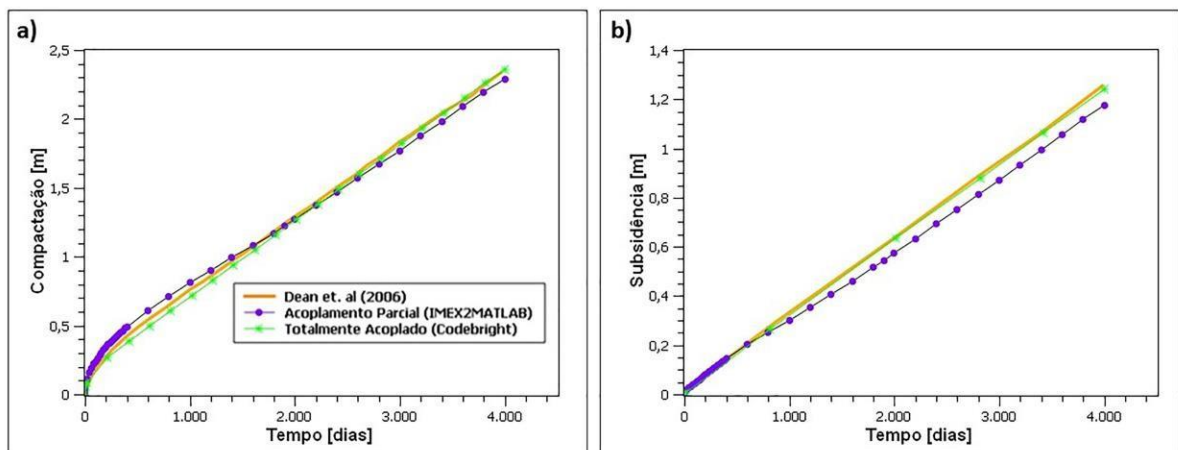
A Figura 13 ilustra a pressão média no reservatório ao longo da produção e a evolução da pressão em uma célula localizada na borda do reservatório, ou seja, no contato entre o reservatório e as rochas laterais para o problema 3. Apesar do método de acoplamento parcial se mostrar como uma boa aproximação para o acoplamento total, alguns aspectos do comportamento mecânico das rochas não puderam ser observados através desse método. O aumento na pressão de poros acima do valor inicial na borda do reservatório foi um desses aspectos, conforme ilustrado na Figura 13 b). Este efeito é análogo ao conhecido Efeito de Mandel-Cryer, observado nas primeiras aplicações da teoria da consolidação tridimensional de Biot (1941). 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 13 - Pressão no reservatório para o Problema 3



A subsidência da superfície e a compactação do reservatório para o problema 3 são ilustradas na Figura 14. 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 14 - Compactação e Subsidência para o Problema 3 em um ponto localizado na região central do reservatório e da superfície, respectivamente.



CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados encontrados com a técnica de acoplamento parcial estudada foram muito próximos dos resultados da solução totalmente acoplada. No entanto, alguns aspectos do comportamento mecânico das rochas não puderam ser observados através desse método,

como foi o caso do aumento da pressão de poros acima do valor inicial na fronteira entre o reservatório e as rochas adjacentes. Uma vez que no acoplamento parcial os cálculos mecânicos foram realizados em apenas alguns passos de tempo da análise, o esforço computacional é reduzido, tornando essa técnica aplicável para a solução de problemas em escala real de reservatório.

AGRADECIMENTOS

À Petrobras, Energi Simulation e CNPQ pelo apoio financeiro. À equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG –UFPE) pelo suporte para desenvolvimento dessa pesquisa.

REFERÊNCIAS

- BIOT, M. A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, n. 2, p. 155–164, 1941.
- BUBSHAIT, A. A.; AMINZADEH, F.; JHA, B. An integrated framework of stress inversion and coupled flow and geomechanical simulation for 4D stress mapping. **SPE Western Regional Meeting Proceedings**, v. 2018- April, 2018.
- 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.
- GAMBOLATI, G.; FERRONATO, M.; TEATINI, P. Reservoir compaction and land subsidence. **Revue Européenne de Génie Civil**, v. 10, n. 6–7, p. 731–762, 2006.
- 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.
- LAUTENSCHLÄGER, C. E. R. et al. Advances on partial coupling in reservoir simulation: A new scheme of hydromechanical coupling. **Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2013, NATC 2013**, v. 1, p. 605–616, 2013.
- LEWIS, R. W.; GUTIERREZ, M. The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. **SPE/ISRM Eurock'98**, p. 10, 1998.
- LIMA, R. O. **Avaliação de Técnicas de Acoplamento Parcial entre Simuladores Geomecânico e de Fluxo**. [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, 2019.

LONARDELLI, J. N. et al. Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 158, n. July, p. 186–201, 2017.

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.

PETTERSEN, O. Coupled flow– and rock mechanics simulation: optimizing the coupling term for faster and accurate computation. **International Journal of Numerical Analysis and Modeling**, v. 9, n. 3, p. 628–643, 2012.

SAMIER, P.; ONAISI, A.; DE GENNARO, S. A Practical Iterative Scheme for Coupling Geomechanics with Reservoir simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, 2008.

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>>

TERZAGHI, U. **Theoretical Soil Mechanics**. Wiley, New York: [s.n.].

GUIMARÃES L. do N. 2002. **Análisis multi-componente no isoterma en médio poroso deformable no saturado**. Phd Thesis, Geotechnical Engineering Department, Technical University of Catalunya, Spain.