

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE SIMULADORES DE FLUXO E MECÂNICO

AUTORES:

Raquel Oliveira Lima¹, Leonardo José do Nascimento Guimarães², Jean Baptiste Joseph³, Augusto César Albuquerque Ferreira⁴, Cícero Vitor Chaves Júnior⁵, Leonardo Cabral Pereira⁶

INSTITUIÇÃO:

^{1,2,3,4,5}Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco; ⁶ Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello - CENPES/PETROBRAS

ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE SIMULADORES DE FLUXO E MECÂNICO

Abstract

During the development of the oil fields, it is observed that the variation of the fluid pressure results in variations in the effective stresses of the rocks, what in turn, causes changes in the porosity and the permeability of the reservoir. In recent years, there has been an increasing interest in evaluating geomechanical effects in oil reservoirs through hydromechanical simulations as it allows us to predict reservoir compaction and the potential for faults reactivation. This is particularly useful to ensure the integrity of well equipment and prevent environmental disasters, as well as to improving production forecasts. Standard reservoir simulator simplifies important aspects of the mechanical behavior of the reservoir that may affect the estimates of the production curves. However, the hydromechanical modeling of multiphase problems is very computational demanding as the number of degrees of freedom of resulting discrete system of equations increases a lot as more physical properties are calculated together. Thus, this work studies a technique of partial coupling between the commercial flow simulator Imex® and an in-house mechanical simulator through the development of a coupling program in Matlab. The main motivation of this work is to create the coupling between the different simulators in order to obtain better estimates of the production in affordable computational times.

Introdução

A recuperação dos hidrocarbonetos dos reservatórios em subsuperfície impõe mudanças físicas e químicas, em relação as condições iniciais, em ambos os sistemas de rocha e fluido. Essas variações dependem de fatores internos e externos ao reservatório, tais como tensões efetivas, tipo de fluido, gravidade e saturações dos fluidos, porosidade, permeabilidade, características do fluido e das pressões de produção e injeção, entre outros (LONARDELLI et al., 2017).

A pressão de poros do reservatório diminui quando o mesmo é posto em produção, resultando no aumento da tensão efetiva atuante nos sólidos e na compactação das rochas. A performance dos reservatórios pode ser afetada tanto positiva como negativamente pelo mecanismo de compactação das rochas (SULAK; DANIELSEN, 1988). Por exemplo, a compactação do reservatório tem sido considerada como um importante mecanismo de recuperação para vários campos, tais como as areias betuminosas de Alberta no Canadá e os

reservatórios carbonáticos do Mar do Norte (SEN; SETTARI, 2005). Entretanto, alguns campos bem conhecidos sofreram graves problemas devido a compactação, causando danos aos equipamentos de poço e as instalações de superfície.

Nos últimos anos, a geomecânica tem ganhado espaço nos estudos de reservatório e já está sendo considerada durante o desenvolvimento de inúmeros campos de petróleo, destacando a importância da geomecânica para o gerenciamento e previsão do comportamento dos reservatórios (LONARDELLI et al., 2017; SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Além disso, a avaliação do estado de tensões durante o desenvolvimento dos campos é um assunto de interesse para a avaliação da janela operacional para perfuração de novos poços e para garantir a integridade dos poços existentes.

As simulações de fluxo e mecânica acopladas permitem a modelagem física de fenômenos tais como compactação, subsidência, fraturamento, reativação de falhas, entre outros aspectos mecânicos (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Entretanto, a modelagem numérica de processos hidromecânicos impõe grandes desafios computacionais, uma vez que normalmente apresentam grandes sistemas de matrizes e elevado custo computacional.

Os métodos de acoplamento hidromecânico em geral são classificados em: acoplamento total, acoplamento sequencial, acoplamento parcial e pseudoacoplamento. A descrição das particularidades desses métodos pode ser encontrada em (INOUE et al., 2014). O esquema de acoplamento parcial se destaca por apresentar flexibilidade e um custo computacional relativamente baixo, quando comparado aos demais métodos, uma vez que o sistema de equações de fluxo e mecânico são resolvidos separadamente e os cálculos mecânicos são realizados apenas para tempos específicos da análise, além de permitir a utilização de simuladores distintos para os cálculos de fluxo e mecânico.

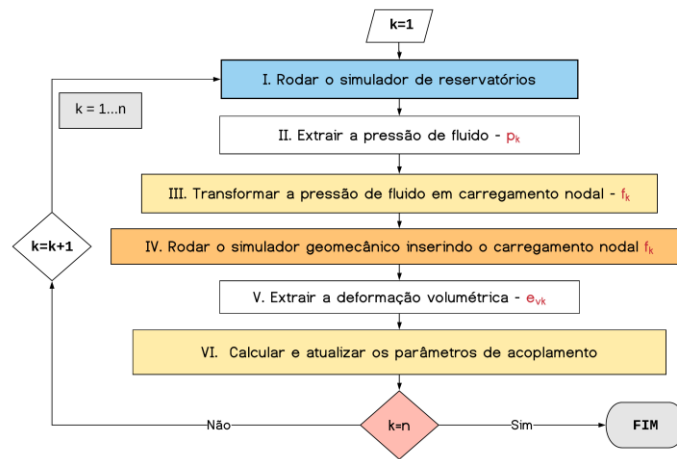
O acoplamento parcial pode ser classificado em dois tipos: *one way* e *two way*. No acoplamento *one way* os efeitos geomecânicos não afetam a resposta da simulação de fluxo, sendo normalmente utilizado para previsões de subsidência, danos em equipamentos e problemas ambientais (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008; LONGUEMARE et al., 2002). Já no acoplamento *two way*, a resposta mecânica do meio devido a produção dos fluidos é utilizada para atualizar as propriedades do reservatório (tais como porosidade, permeabilidade absoluta, compressibilidade dos poros) durante a simulação de fluxo.

Assim, o presente trabalho consiste do acoplamento parcial entre simuladores de fluxo e mecânico através do desenvolvimento de um programa de gerenciamento para considerar de forma coerente o comportamento mecânico das rochas na simulação de fluxo e obter previsões de comportamento de produção mais próximas da realidade em tempos computacionais acessíveis.

Metodologia

A metodologia de acoplamento utilizada tem como base o trabalho de Inoue & Fontoura (2009). 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, as pressões advindas do simulador de fluxo são transformadas em carregamentos nodais pelo código gerenciador e aplicadas no programa de análise de tensões, obtendo a deformação do meio. Em seguida, continua-se a simulação de fluxo atualizando os parâmetros de acoplamento pré-definidos, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1-Fluxograma do Acoplamento Parcial *Two Way*



O pré processador comercial *Builder*® da CMG foi utilizado para gerar as malhas. O problema de fluxo foi resolvido pelo método das diferenças finitas 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 de análise de tensões em Matlab utilizando a formulação de elementos finitos Galerkin desenvolvido pela equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da UFPE. Os simuladores de reservatórios e geomecânico foram integrados de forma automatizada por um código gerenciador também em Matlab. Ao final das análises, os resultados podem ser visualizados no módulo de pós processamento do GID.

Um dos parâmetros de acoplamento utilizado foi a pseudo compressibilidade desenvolvida por Inoue & Fontoura (2009), conforme descrito na Eq. (1).

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

Em que: ε_v é a deformação volumétrica, φ_0 é a porosidade inicial, p é a pressão. Além disso, o subscrito i denota os blocos da malha e n os passos de tempo.

Uma vez que a compressibilidade dos poros é atualizada durante a análise, o *software* Imex[®] utiliza a Eq. (2) para atualizar a porosidade do meio.

$$\varphi = \varphi_0[1 + c_p(p - p_0)] \quad (2)$$

Em que: φ_0 é a porosidade inicial, c_p é a compressibilidade dos poros e p_0 é a pressão de referência. Nas análises feitas neste trabalho a pressão de referência foi definida como a pressão inicial do reservatório. Quando não há variação da pressão em um bloco é utilizado o valor inicial definido para compressibilidade dos poros.

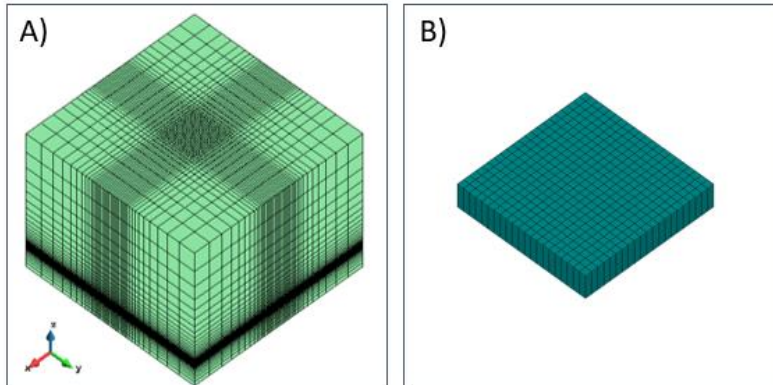
Além disso, a Eq. (3) desenvolvida por (PETUNIN et al., 2011) pode ser utilizada para os casos em que a permeabilidade absoluta do meio também for atualizada.

$$\frac{K^n}{K_0} = \left(\frac{\varphi^n}{\varphi_0}\right)^N \quad (3)$$

Em que: K_0 é a permeabilidade absoluta inicial, e N é um parâmetro que depende da litologia do meio, φ^n é a porosidade no passo de tempo de acoplamento n , a qual é fornecida pelo Imex[®]. Foram utilizados valores de N igual a 10 e a 0 (com e sem atualização de permeabilidade).

O estudo de caso é baseado no problema 4 disponível em Dean et al. (2006). Entretanto o problema original modela apenas o reservatório, neste trabalho também foram modeladas as rochas adjacentes ao reservatório (*overburden*, *sideburden* e *underburden*). A malha de elementos finitos utilizada nas análises mecânicas e o grid de diferenças finitas do modelo de fluxo do reservatório são ilustradas na Figura 2. Foram adotadas condições de contorno mecânicas em que o deslocamento normal das quatro faces laterais e da base do modelo foram restringidos. Além disso, todas as análises realizadas foram lineares elásticas.

Figura 2- Discretização do problema em estudo



A) Malha mecânica (68921 elementos); B) Malha de fluxo (4851 elementos)

Trata-se de um reservatório de óleo subsaturado que possui um poço produtor e um poço injetor de água, numa configuração $\frac{1}{4}$ de *five-spot*. As informações gerais do caso são ilustradas na Tabela 1. As propriedades de fluido e as curvas de permeabilidade relativa podem ser encontradas em Dean et al. (2006). b

Tabela 1- Informações gerais do caso estudado

Dimensões		Reservatório: 384 m x 384 m x 67 m
		<i>Underburden</i> : 213,4 m
		<i>Overburden</i> : 1219,2 m
		<i>Sideburden</i> : 762 m
Permeabilidade absoluta inicial	Horizontal (K_H)	Variável: 5 a 100 mD
	Vertical (K_V)	$0,01 \cdot K_H$
Porosidade inicial		30%
Poison		Reservatório: 0,35
		Rochas Adjacentes: 0,25
Módulo de Elasticidade		Reservatório: 344,73 Mpa
		Rochas Adjacentes: 6895 Mpa
Saturação de água inicial		20%
Pressão de Referência		20,7 Mpa @ 13156,2 m
Pressão de Bolha		20,68 Mpa
Vazão de Produção		750 bbl/dia
Pressão mínima no poço produtor		500 psi
Vazão de Injeção		500 bbl/dia

Fonte: Modificado de (DEAN ET AL., 2006).

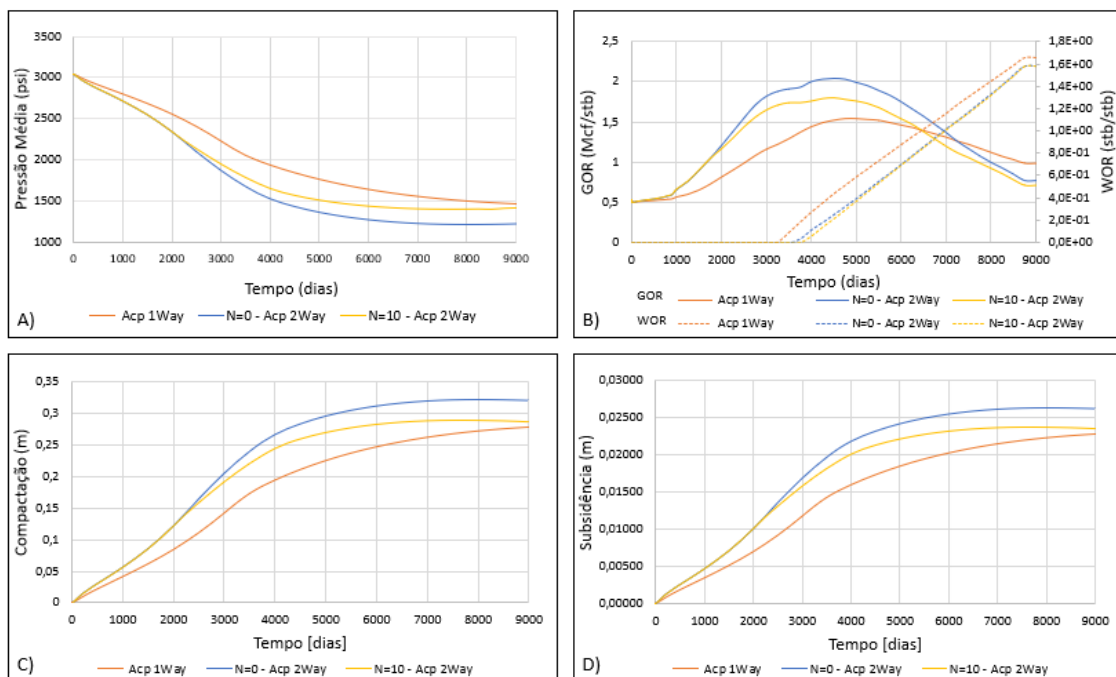
Foi definido um tempo de simulação de 9000 dias e 55 passos de tempo de acoplamento, os quais estão relacionados apenas a frequência das análises mecânicas. Os passos de tempo dentro do simulador de fluxo Imex® são automáticos de acordo com o esquema numérico utilizado. Foram realizadas simulações *one way* e *two way*. Para o acoplamento *one way* foi utilizado um valor constante para a compressibilidade dos poros de $4,15 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$. Para o acoplamento *two way* a compressibilidade dos poros, e consequentemente a porosidade, foi atualizada durante a simulação de fluxo de acordo com a deformação volumétrica do meio para os passos de tempo de acoplamento pré-definidos. Também foram realizadas simulações *two way* atualizando a permeabilidade absoluta.

Resultados e Discussão

As respostas de pressão média no reservatório, razões gás-óleo e água-óleo, compactação e subsidência para as simulações *one way* e *two way* (com e sem atualização da permeabilidade absoluta) são ilustradas na Figura 3. É possível observar que o valor constante de compressibilidade dos poros adotado na simulação *one way* não representa o comportamento mecânico das rochas e superestima a pressão média do reservatório.

A variação da porosidade e da permeabilidade absoluta interferem diretamente na distribuição de pressão do reservatório (Figura 3 A), e consequentemente, interfere na saturação dos fluidos uma vez que ao atingir a pressão de bolha o gás que antes encontrava-se dissolvido no óleo, se apresenta como uma fase no reservatório. O gás apresenta maior mobilidade do que o óleo e tende a ser produzido, conforme observado o aumento da razão gás-óleo na Figura 3 B). A injeção de água não foi capaz de manter a pressão inicial do reservatório, resultando no aumento da tensão efetiva atuante nos sólidos e gerando a compactação do reservatório e a subsidência da superfície (Figura 3 C e D). É de grande importância para o gerenciamento dos reservatórios avaliar a magnitude desses deslocamentos para evitar danos aos equipamentos de poço e de superfície.

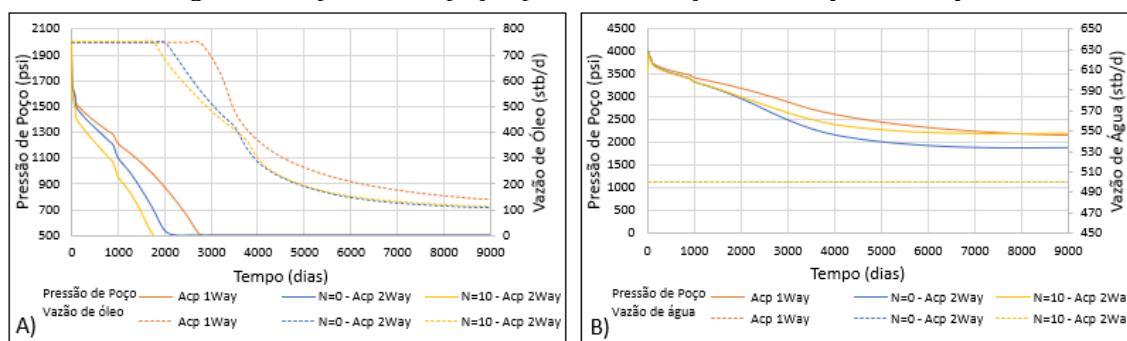
Figura 3- Resultados das simulações *one way* e *two way*



A) Pressão Média; B) Razões Gás-Óleo e Água- Óleo; C) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; D) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo da superfície;

As pressões dos poços e as vazões de produção de óleo e de injeção de água são ilustradas na Figura 4. Apesar da injeção de água no reservatório, não foi possível manter a taxa de produção de óleo constante uma vez que a pressão do poço produtor cai rapidamente e atinge a condição de pressão mínima de operação de 500 psi para todas as simulações analisadas.

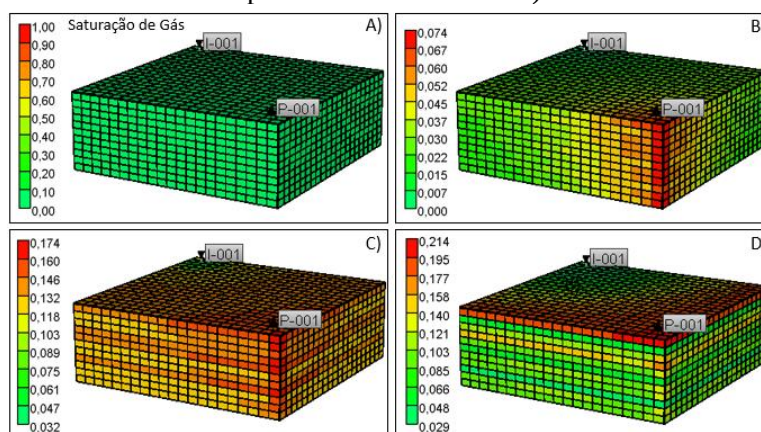
Figura 4-Respostas dos poços para as simulações *one way* e *two way*



A) Poço produtor; B) Poço injetor

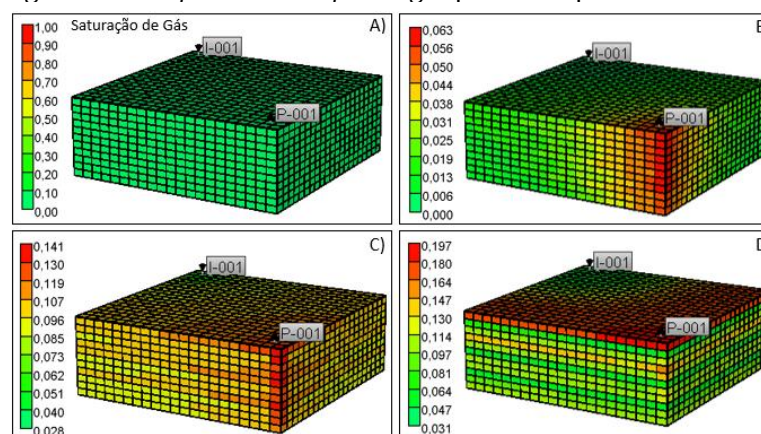
A variação da saturação de gás para os acoplamentos *one way* e *two way* com atualização da permeabilidade são ilustradas nas Figura 5 e Figura 6. É possível observar a influência da variação da porosidade e da permeabilidade absoluta na saturação de gás no reservatório.

Figura 5- Variação da saturação de gás para o acoplamento *two way* com N=10 (atualização da permeabilidade absoluta)



A) Início da simulação; B) Após 500 dias; C) Após 3000 dias; D) Após 9000 dias

Figura 6-Variação da saturação de gás para o acoplamento *one way*



A) Início da simulação; B) Após 500 dias; C) Após 3000 dias; D) Após 9000 dias

Conclusões

Os resultados encontrados confirmaram a importância da consideração dos efeitos geomecânicos nas simulações de reservatório de modo a obter melhores previsões de produção, principalmente para reservatórios subsaturados em que a previsão da aparição do gás nas condições de reservatório é de suma importância para o gerenciamento do campo.

Além disso, uma das vantagens oferecida pelos métodos de acoplamento parcial estudados é que os cálculos mecânicos foram realizados em apenas alguns passos de tempo de acoplamento, diminuindo o esforço computacional e tornando esses métodos atrativos para a solução de problemas de interesse prático.

Agradecimentos

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

Referências Bibliográficas

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.

INOUE, N. et al. Reservoir Geomechanics Workflow. **8th Asian Rock Mechanics Symposium**, v. ARMS8-194, n. October, p. 1638–1647, 2014.

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.

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.

PETUNIN, V. et al. An Experimental Study For Investigating the Stress Dependence of Permeability In Sandstones And Carbonates. **American Rock Mechanics Association**, v. 279, n. June, p. 1–9, 2011.

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

SEN, V.; SETTARI, A. Coupled geomechanical and flow modeling of compacting reservoirs. **The Leading Edge**, v. 24, n. 12, p. 1284–1286, 2005.

SULAK, R. M.; DANIELSEN, J. Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence. **Journal of Petroleum Technology**, v. 41, n. 07, p. 709–716, 1988.