

NOVO MÉTODO PARA ACOPLAMENTO POÇO RESERVATÓRIO

Rafael Joaquim Alves¹, Marcus Vinícius Canhoto Alves²

¹ Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo, CESFI - PROIP/UDESC

² Orientador, Departamento de Engenharia de Petróleo. CESFI - marcus.alves@udesc.br.

Palavras-chave: Acoplamento. Poço. Reservatório.

Um dos problemas em aberto na indústria do petróleo é a simulação do acoplamento poço e reservatório. Neste caso entende-se por reservatório um corpo de rochas que tenha porosidade e permeabilidade suficiente para armazenar e transmitir fluidos (SCHLUMBERGER, 2017); já o poço é a tubulação que conduz os fluidos do reservatório até a superfície, quando em terra, e até o solo marinho, quando *offshore*. Neste trabalho busca-se analisar a convergência entre esses sistemas utilizando um simulador de desenvolvimento próprio.

Para a criação do simulador é importante notar que foram tomadas algumas decisões de modelagem, primeiramente o poço é simulado considerando regime permanente, ou seja toma-se a produção do reservatório em um determinado intervalo de tempo e com o fluxo obtido na saída do reservatório e a pressão na cabeça do poço (ou seja, na superfície) a pressão é calculada em diversos pontos deste, incluindo o fundo do poço, o modelo de fluidos utilizado para a simulação do poço é *black-oil* bifásico(óleo e gás) adaptado para incluir a água como parte da fase óleo. A correlação utilizada para a queda de pressão é a descrita por Chexal et al (1992), pois apresenta resultados confiáveis mesmo diante de fluxos intensos de petróleo. A resolução da pressão no poço se dá por interações entre a fração de vazio(área de fluxo de gás) e a pressão ponto a ponto.

Quanto ao reservatório, este foi abordado com geometria radial e espaçamento logarítmico entre os pontos da malha nesta direção, isto devido a equação da difusividade hidráulica que indica que a conservação do fluxo entre os dos blocos será mais bem conversado desta maneira, as simulações foram realizadas apenas nesta dimensão, para evitar a perda de tempo computacional com processos que não eram o foco no momento. O modelo utilizado foi o *black-oil* trifásico (gás, óleo e água), ainda que nos casos apresentados seja comum que a pressão óleo esteja acima do ponto de bolha e deste modo que durante a produção o reservatório seja bifásico. Quanto a temperatura o reservatório é considerado isotérmico durante todo o processo, quanto a permeabilidade ela é igual em todos os pontos, assim como a porosidade. As propriedades dos fluidos, bem como as propriedades da interação rocha-fluido são modeladas caso a caso.

Para resolver as equações do reservatório foi necessário resolver as equações diferenciais para cada fluido utilizando o método dos volumes finitos, seguido disto foi utilizada a simplificação do método de Newton-Raphson para obtenção de um sistema linear, no qual se obtém a variação de pressão entre um período de tempo e outro, como o sistema é altamente não linear, no geral é necessário que sejam realizadas algumas iterações antes de que a convergência seja obtida. A solução do sistema é realizada pelo resolutor PARDISO que pode ser encontrado em Petra et al. (2014) e Petra, Schenk e Anitescu (2014).

Tanto o programa do poço, como o do reservatório foram desenvolvidos em linguagem de programação C/C++ como partes independentes, sendo também funcionais de maneira independente. Para acoplar estes dois programas foi desenvolvido um programa que usa as duas

partes acopladas como função. Para executar o acoplamento é dada uma estimativa para a pressão de fundo do poço, com esta estimativa é realizada a simulação do reservatório e são obtidos os fluxos de cada fluido na entrada do poço. Assim, simula-se o poço e é obtida uma nova pressão no fundo deste, se esta pressão for condizente com a utilizada para a simulação do reservatório considera-se que o sistema convergiu e o acoplamento é avançado no tempo, caso a estimativa não seja satisfatória usa-se um método numérico para realizar uma nova.

Para melhor compreensão de qual método numérico utilizar para o acoplamento foi necessário utilizar observar o aspecto da curva entre a estimativa feita para pressão no fundo do poço e a resposta do sistema para esta pressão. Para isso foi desenvolvido o índice de convergência, que é a razão entre a pressão estimada e a resposta obtida do sistema, quando este índice é igual a 1 então, tem-se o ponto de operação do sistema.

Cabe ressaltar que um dos métodos utilizados amplamente na indústria para determinar pontos de operação para a produção de um reservatório consiste no geral em comparar a curva de pressão disponibilizada pelo reservatório no fundo do poço com a energia perdida na tubulação do poço, ou seja considerar um reservatório como a bomba do poço. Para este tipo de análise é estabelecida a curva de energia disponível considerando a pressão média do reservatório e deste modo incorrendo em perda de informação. Assim o método utilizado para o acoplamento seria similar a esse, apenas definindo um novo critério e abdicando de simplificações em prol de uma melhor compreensão do fenômeno, obteve-se que a característica desse índice de convergência pode ser aproximada por uma reta ou por uma parábola em muitas ocasiões, de modo que é confiável dizer que é possível fazer extrapolações com o objetivo de aumentar a taxa de convergência.

A figura 1 apresenta resultados encontrados para a curva característica do índice de convergência com variação da permeabilidade para um reservatório de profundidade de 6890 ft, com pressão inicial de 3600 psia, com poço de 5 polegadas de diâmetro, 460 ft de zona produtora, saturado com 90% de óleo e 10% de água e óleo de densidade 35°API.

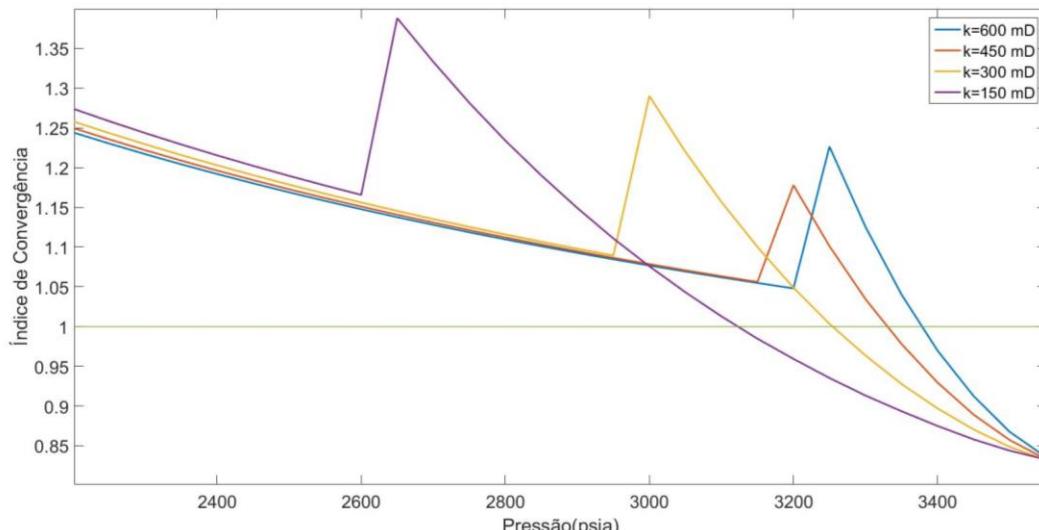


Fig. 1 Comportamento do índice de convergência com a variação da pressão estimada no fundo do poço



Referências

- [1] CHEXAL, B. et al. A void fraction correlation for generalized applications. **Progress In Nuclear Energy**, [s.l.], v. 27, n. 4, p.255-295, jan. 1992. Elsevier BV.
[http://dx.doi.org/10.1016/0149-1970\(92\)90007-p](http://dx.doi.org/10.1016/0149-1970(92)90007-p).
- [2] PETRA, Cosmin G. et al. An Augmented Incomplete Factorization Approach for Computing the Schur Complement in Stochastic Optimization. **Siam Journal On Scientific Computing**, [s.l.], v. 36, n. 2, p.139-162, jan. 2014. Society for Industrial & Applied Mathematics (SIAM). <http://dx.doi.org/10.1137/130908737>.
- [3] PETRA, Cosmin G.; SCHENK, Olaf; ANITESCU, Mihai. Real-Time Stochastic Optimization of Complex Energy Systems on High-Performance Computers. **Computing In Science & Engineering**, [s.l.], v. 16, n. 5, p.32-42, set. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
<http://dx.doi.org/10.1109/mcse.2014.53>.
- [4] SCHLUMBERGER. **Reservoir**. Disponível em:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir.aspx>. Acesso em: 24 jul. 2017.