

Simulação de Fluxo em Reservatórios Não Convencionais de Folhelhos

José Eduardo Moreno Léverenz

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, josemorenoleverenz@hotmail.com

Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, fontoura@puc-rio.br

RESUMO: Os reservatórios não convencionais de folhelho possuem permeabilidades muito baixas sendo necessário fraturar hidráulicamente a formação para aumentar a permeabilidade e conseguir um melhor desempenho do poço. O fraturamento hidráulico em vários estágios criado a partir de um poço horizontal gera uma complexa rede de fraturas, com variadas condutividades dentro do volume do reservatório estimulado. O objetivo do presente trabalho consiste em avaliar a simulação de reservatórios de folhelho, de forma a entender o impacto dos distintos parâmetros existentes ao criar um sistema de fraturas, no desenvolvimento da produção de óleo e gás. Neste trabalho realizamos análises paramétricas para avaliar os efeitos no desempenho do poço produtor causados pela variação dos diferentes parâmetros dentro da complexa rede de fraturas criada. Estes parâmetros foram principalmente: os espaçamentos na rede de fraturas (sem propante), a condutividade na rede de fraturas (sem propante), a condutividade das fraturas primárias (preenchidas com propante), os espaçamentos das fraturas primárias (preenchidas com propante), e finalmente a variação das pressões do fundo do poço. Entender as relações entre o tamanho da rede de fraturas, os espaçamentos, a distribuição do propante e a condutividade das fraturas são parâmetros chaves para definir estratégias de estimulação e completação. As conclusões do trabalho estão limitadas aos casos simulados. No entanto, estas simulações podem fornecer ideias sobre questões-chave de conclusão e de estimulação em poços horizontais. Podemos dizer que tanto a condutividade nas fraturas primárias como o espaçamento da rede de fraturas criada, são as mais importantes. As variações das pressões do fundo do poço na recuperação de óleo e gás foram as que geraram as maiores vazões na produção. Neste trabalho não foi possível avaliar gás absorvido no material orgânico, isto devido a que foi simulado um reservatório de óleo de folhelho e não um reservatório de gás de folhelho.

PALAVRAS-CHAVE: Reservatórios não convencionais, Folhelho, Fraturamento Hidráulico, Dupla Permeabilidade.

1 INTRODUÇÃO

Apenas um terço das reservas de petróleo e gás em todo o mundo é convencional, sendo os restantes recursos não convencionais, Figura 1. Reservatórios não convencionais são definidos como formações em que não podem ser produzidas vazões econômicas ou que não produzem volumes econômicos de petróleo e gás natural sem tratamentos de estimulação ou

processos e tecnologias especiais de recuperação. Os recursos não convencionais típicos abrangem uma ampla gama de depósitos de óleo e gás, englobando formações fechadas de óleo e gás, como gás de folhelho, óleo de folhelho, metano em camadas de carvão, óleos pesados e gás de hidrato. São necessárias técnicas exclusivas para explorar tais tipos de reservatórios economicamente, por causa de sua

extremamente baixa permeabilidade (Chen, 2013).

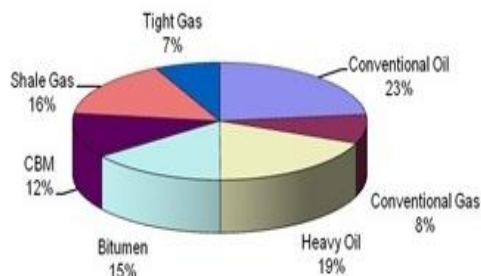


Figura1 Worldwilde Hydrocarbon Resources (BBOE)

A demanda por óleo e gás natural continuará a aumentar em um futuro próximo; recursos não convencionais, como o gás de folhelho, óleo de folhelho vão representar um papel insubstituível na indústria de petróleo e gás para preencher a lacuna entre demanda e oferta.

Os reservatórios não convencionais em formações de folhelho são ricos em material orgânico e é tanto a rocha geradora como também o reservatório. A permeabilidade é baixa em todo o reservatório, variando, geralmente, entre 10 a 100 nano-Darcy (0.00001 a 0.0001 mili-Darcy). Com isso, o hidrocarboneto de interesse, não será capaz de migrar. Em geral, as características típicas dos reservatórios de folhelho têm espessuras de entre 50 a 600 pés, porosidades de 2 - 8%, carbono orgânico total (TOC) de 1-14% e a profundidades que variam entre 1000 e 13000 pés (Cipolla, 2009).

Devido às condições especiais nos reservatórios não convencionais de folhelho que têm permeabilidade muito baixa, eles não podem ser produzidos com vazões economicamente viáveis, a menos que haja aplicação de técnicas de estimulação. O poço horizontal com múltiplas fraturas transversais provou ser uma estratégia eficaz para a exploração de reservatórios de gás de folhelho (Cipolla, 2009). A incapacidade de compreender as contribuições de produção das fraturas hidráulicas no reservatório nos deixa uma pergunta: que parâmetro é mais significativo? Comprimento da rede de fraturas, espaçamento das fraturas, tamanho do volume de reservatório estimulado, condutividade das fraturas ou uma combinação dessas?

Neste trabalho, fez-se um estudo de fluxo desses reservatórios aplicando o simulador IMEX da CMG (Computer Modelling Group) para encontrar potenciais produções em um reservatório de óleo de folhelho fraturado hidráulicamente, tendo em consideração diferentes arranjos das fraturas criadas como também as distintas localizações do propante dentro da complexa rede de fraturas.

2 MODELO BASE DO RESERVATÓRIO AVALIADO

De acordo com o trabalho de Rubin (2010), foi criada uma solução de referência para simular fluxo em um meio fraturado com uma malha extremamente fina (5-14 milhões de células). Usando células que não são mais do que a largura de fraturas existentes (assumido como 0.001 pés), e o fluxo na fratura utilizando células pequenas o suficiente para capturar corretamente a gradiente de pressão muito grande envolvido. Ele mostrou que é possível modelar com precisão o fluxo em um reservatório de folhelho fraturado usando espaçamento logarítmico, refinamento local da malha, com fraturas representadas usando aproximadamente células de 2.0 pés de largura mantendo a mesma condutividade que a fratura original de 0.001 pés. Comparado com o modelo de simulação convencional de fraturamento hidráulico multi-estágio, o modelo de Rubin fornece um exemplo muito bom que mostra uma excelente correlação entre um modelo de fratura de 2.0 pés de largura e o modelo de fratura de 0.001 pés de largura.

2.1 Descrição do Reservatório

O reservatório escolhido para fazer as simulações é *Eagle Ford Shale*, todas as simulações realizadas neste trabalho foram feitas com os dados fornecidos sobre esse reservatório, estando essas informações presentes no trabalho de Chen (2013). A formação de *Eagle Ford Shale* é considerada por muitos como a nova oportunidade mais significativa de hidrocarbonetos não convencionais, tanto de petróleo como de gás

natural, nos Estados Unidos. Os tipos de hidrocarbonetos produzidos a partir de *Eagle Ford Shale* variam desde gás seco e gás condensado até óleo, tornando-se uma formação rica em líquido. O intervalo de produção de *Eagle Ford Shale* é encontrado em profundidades entre 4000 e 14000 pés, a espessura do folhelho varia entre 100 e 300 pés, e a temperatura do fundo do poço varia entre 150°F e 350°F (Chen, 2013).

No presente trabalho foi construído um reservatório de 750 pés de comprimento $\times$ 1050 pés de largura $\times$ 250 pés de espessura com um poço horizontal e duas fraturas transversais, como é mostrado na Figura 2 e na Figura 3.

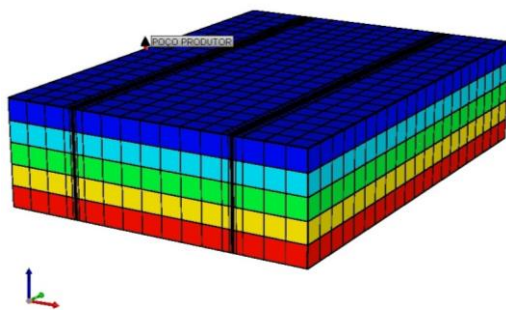


Figura 2. Modelo base do reservatório com duas fraturas planares transversais ao poço horizontal.

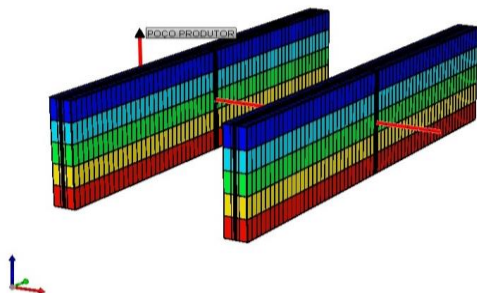


Figura 3. Poço produtor com duas fraturas primárias transversais.

Similarmente ao trabalho de Rubin (2010), as fraturas foram criadas com células de 2.0 pés de largura e 20 milidarcy-pés de condutividade ($k = 10.0$ milidarcy, $wf = 2$ pés), tendo sido utilizadas para simular o fluxo de fratura. Estas colocaram-se a 400 pés de distância. O reservatório contém uma rede de fraturas secundárias, que são verticais, ortogonais e com espaçamentos entre elas de 50 pés. Todas as fraturas criadas, primárias e secundárias, são fraturas verticais. Os dados e propriedades do reservatório são mostrados, a seguir, no

presente capítulo. A pressão inicial do reservatório para este campo é de 6425 psi. A permeabilidade da matriz deste folhelho é muito baixa, com cerca de 100 nano-Darcy. Assume-se que o campo é homogêneo e isotrópico, tendo a mesma permeabilidade de 100 nano-Darcy e 6.0% de porosidade em cada ponto e em todas as direções, a temperatura do reservatório é de 255°F.

O topo do modelo base se localiza a uma profundidade de 9884 ft, e encontra-se subsaturado, ou seja, a pressão do reservatório encontra-se acima da pressão de bolha do fluido nele contido. Trata-se de um reservatório sem capa de gás e sem aquífero atuante, devido a que a profundidade de contato água óleo é 15000 ft.

2.2 Características da Matriz e das Fraturas

As características de permeabilidade e porosidade, assim como a compressibilidade da matriz neste modelo, foram baseadas no trabalho de Chen (2013), onde se apresenta a caracterização da rocha da formação *Eagle Ford Shale*.

No caso das características das fraturas, a fonte no processo de levantamento de dados foram os artigos utilizados na revisão bibliográfica (Cipolla et al., 2009; Rubin 2010). Assim, são apresentados na Tabela 1 abaixo os parâmetros aplicados no modelo base.

Tabela 1. Características de matriz e fraturas.

Permeabilidade da matriz	0.0001 md
Porosidade da matriz	0.06
Compressibilidade da matriz	5E-06 1/psi
Número de Fraturas primárias	2
Espaçamento das Fraturas primárias	400 ft
Condutividade das Fraturas primárias	20 md-ft
Largura da célula das Fraturas primárias	2 ft
Largura real das Fraturas	0.001 ft
Condutividade na rede de Fraturas	1.0 md-ft
Espaçamento na rede de Fraturas (i,j)	50 ft

Espaçamento na rede de Fraturas (k)	0.0
Compressibilidade nas Fraturas	5E-06 1/psi
Pressão de referência	5000 psi
Espessura do reservatório	250 ft

2.3 Propriedades dos Componentes do Fluido (PVT)

A pressão de bolha é 2398 psi, enquanto a pressão inicial do reservatório é 6425 psi. Os dados da PVT usados nesse trabalho foram extraídos do trabalho de Chen (2013), e correspondem às propriedades do fluido da formação *Eagle Ford Shale*.

Na Tabela 2 são expostas ainda outras propriedades dos fluidos correspondentes à formação *Eagle Ford Shale*.

Tabela 2. Propriedades adicionais do fluido.

Densidade do Óleo	50.863 lbm/ft ³
Densidade da Água	62.4 lbm/ft ³
Gravidade do Gás	0.800
Compressibilidade do óleo acima da pressão de saturação – CO	1.00*E-05 1/psi
Fator volume de formação da água – BWI	1.06212
Compressibilidade da água - CW	3.72*E-06 1/psi
Pressão de referência para o fator volume formação da água e viscosidade da água – REFPW	14.696 psi
Viscosidade inicial da água - VWI	0.23268 cp
Variação da viscosidade da água com a pressão - CVW	0.000

2.4 Propriedades Rocha-Fluido

As propriedades de interação da rocha com o fluido do modelo do reservatório são apresentadas por meio de tabelas e curvas de permeabilidade relativa. No caso de reservatórios fraturados hidráulicamente é necessário descrever a interação do fluido com os dois meios presentes, matriz e fratura. A

relação existente entre a matriz e o fluido atribuído ao modelo do reservatório são apresentadas nas figuras seguintes.

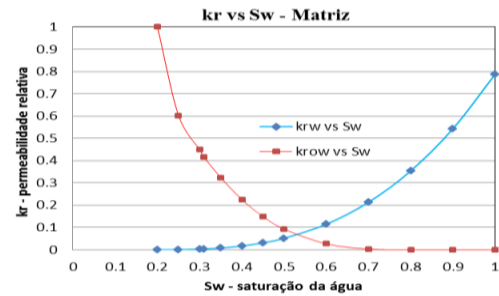


Figura 4. Curvas de permeabilidade relativa da água e do óleo na matriz

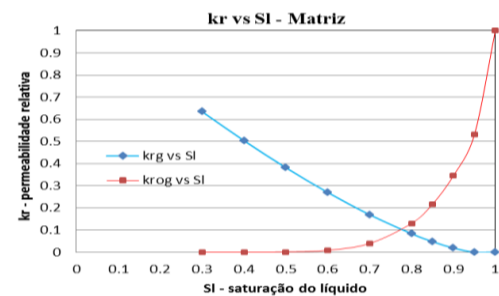


Figura 5. Curvas de permeabilidade relativa do óleo e gás na matriz.

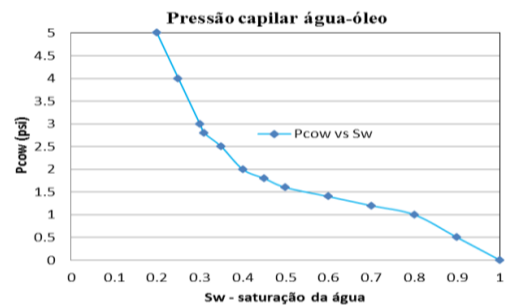


Figura 6. Variação da pressão capilar óleo-água vs a saturação da água na matriz.

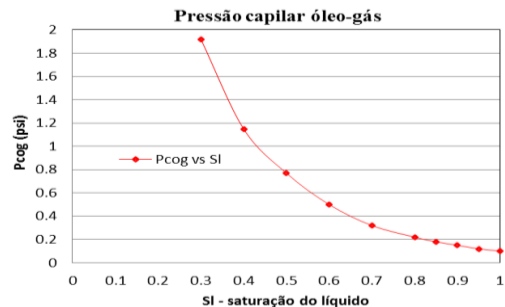


Figura 7. Variação da pressão capilar óleo-gás vs a saturação do líquido na matriz.

Para o sistema de fraturas é usualmente adotada uma relação linear de permeabilidades

relativas, como observado na Figura 8, e atribuída pressão capilar nula. Esta é uma hipótese simplificadora, considerando as dificuldades de obter tais parâmetros.

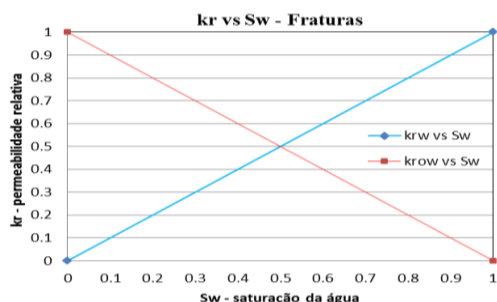


Figura 8. Curvas de permeabilidade relativa nas fraturas.

2.5 Condições Iniciais

Conforme mencionado anteriormente, esse Modelo Base encontra-se subsaturado, com pressão inicial do reservatório de 6425 psi, pressão de bolha de 2398 psi, saturação inicial de água de 0.2 e uma saturação inicial de óleo de 0.8.

O modelo possui um poço produtor, esse poço é completado horizontalmente em todo o comprimento do reservatório do modelo base, atuante desde o primeiro dia de simulação. Durante o processo de produção, o poço é controlado pela pressão do fundo do poço (BHP) que está estabelecida em 2300 psi, um pouco menos do que a pressão de bolha. Isto quer dizer que em determinado momento da produção se terá produção de gás em condições do reservatório.

3 RESULTADOS DA ANÁLISE PARAMÉTRICA

O objetivo da análise paramétrica foi avaliar os efeitos dos principais parâmetros dos reservatórios fraturados hidráulicamente sobre o comportamento da produção dos reservatórios. Em tal sentido, foram realizadas variações paramétricas sobre o Modelo Base apresentado na seção 2.

Nesta seção são apresentados os resultados da análise paramétrica, e avaliaremos os efeitos que causam as variações dos espaçamentos das fraturas, as variações das

condutividades das fraturas e as variações das pressões de fundo do poço, na recuperação total de óleo e gás.

3.1 Variação dos Espaçamentos na Rede de Fraturas

A Figura 9 apresenta o comportamento da produção referente aos diferentes espaçamentos na rede de fraturas. Observa-se que para os espaçamentos menores de fraturas, um maior fator de recuperação é atingido mais rapidamente. Isso é explicado porque menores espaçamentos produzem maiores permeabilidades na rede de fraturas, essas maiores permeabilidades na rede de fraturas causam um maior fluxo de fluido, ocasionando quedas de pressão bruscas.

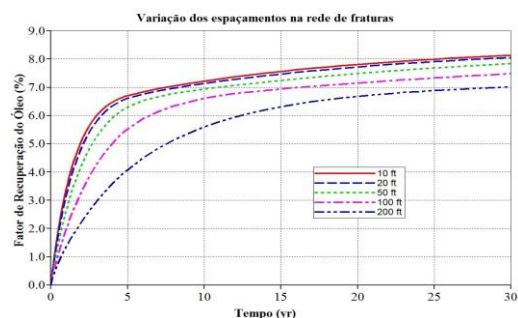


Figura 9. Efeito dos espaçamentos na rede de fraturas.

De fato, os espaçamentos na rede de fraturas são muito importantes para conseguir uma produção rápida, mas é importante também avaliar qual é o espaçamento ótimo para, que além de uma ótima recuperação também seja economicamente rentável. Podemos observar que a diferença do fator de recuperação entre os espaçamentos de 10 e 50 pés não é aparentemente muito significativa. O ideal neste caso seria fazer uma análise de sensibilidade para encontrar o ótimo espaçamento na rede de fraturas.

3.2 Variação das Condutividades na Rede de Fraturas

As curvas geradas pelas distintas condutividades na rede de fraturas mostrada na Figura 10, não apresentam uma diferença considerável, isso basicamente devido à porosidade das fraturas que não é afetada pelo

aumento das condutividades na rede de fraturas, mas sim pelo espaçamento da rede. Para este caso foi utilizada uma porosidade fixa correspondente ao valor do modelo base.

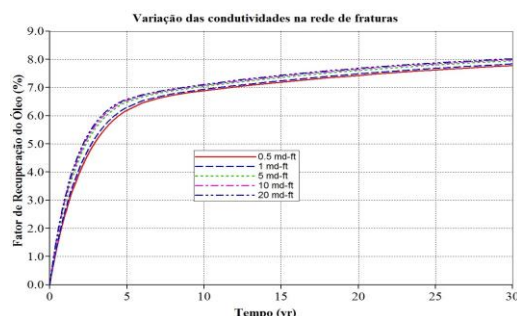


Figura 10. Efeitos das condutividades na rede de fraturas.

O fator de recuperação de gás e óleo, não mostra muita variação com referência às variações da condutividade na rede de fraturas. A máxima variação entre uma condutividade de 20 md-ft (miliDarcy-pés) e uma de 0.5 md-ft, ao longo dos 30 anos de produção, não foi maior que 0.40%, o que significa que não houve praticamente variação significativa na produção devido às variações das condutividades na rede de fraturas. No caso da rede de fraturas, podemos concluir que os espaçamentos têm uma maior influência que as condutividades na recuperação total de óleo e gás para as condições de reservatório e fluido avaliadas no presente trabalho.

3.3 Variação das Condutividades nas Fraturas Primárias.

Os efeitos da variação das condutividades nas fraturas primárias são apresentados na Figura 11. Pode-se observar que existem grandes variações na produção total de óleo e gás, mas, a partir dos 20 md-ft de condutividade, que é nosso modelo base, as variações são um pouco menores, pelo que é recomendável fazer uma análise de sensibilidade para determinar qual será a estratégia de fraturamento hidráulico a utilizar. A recuperação é significativamente prejudicada quando não se tem uma relativamente alta condutividade nas fraturas primárias. A recuperação de óleo e gás pode ser significativamente acelerada incrementando as

condutividades das fraturas primárias até 20 md-ft.

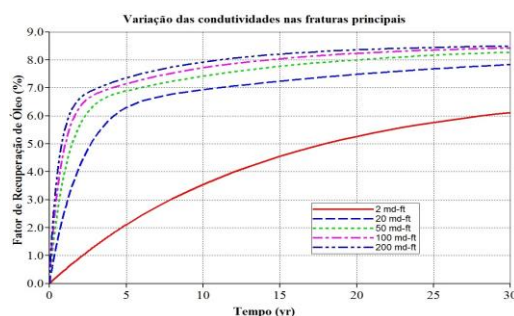


Figura 11. Efeitos das condutividades nas fraturas primárias.

3.4 Variação dos Espaçamentos nas Fraturas Primárias.

A Figura 12 mostra as curvas que foram simuladas considerando condutividades nas fraturas primárias de 20 md-ft com uma condutividade uniforme na rede de fraturas de 1 md-ft. Para os espaçamentos analisados de 200, 300 e 400 pés, não se encontraram grandes variações na recuperação de óleo e gás e muito pelo contrário as curvas dos fatores de recuperação praticamente atingiram os mesmos valores. Os espaçamentos das fraturas primárias são definidos levando em conta a complexa rede de fraturas que se deseja criar. De forma geral, quando se tem fraturas primárias com menores espaçamentos, devem-se obter redes de fraturas mais complexas.

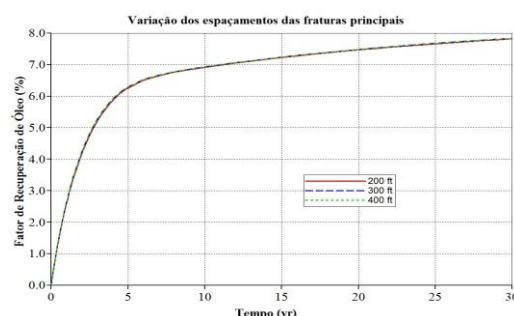


Figura 12. Efeitos dos espaçamentos das fraturas primárias.

Neste trabalho não foi possível observar os efeitos dos espaçamentos das fraturas primárias devido ao fato de as fraturas estarem dentro de um SRV (volume de reservatório estimulado) idêntico para todos os cenários apresentados. A pesar disso, considera-se que esse é um

parâmetro muito importante, pois representa os espaçamentos dos estágios que serão feitos com o objetivo de fraturar o maior volume de reservatório possível.

3.5 Variação da Pressão do Fundo do Poço (BHP).

Uma vez que a pressão do reservatório atinge a pressão do fundo do poço (BHP) não se terá fluxo do reservatório para o poço, sendo necessário incrementar a pressão do reservatório ou diminuir a BHP para conseguir fluxo para o poço e, portanto, melhorar a produção. Na Figura 13 são apresentadas as diferentes curvas de fator de recuperação de óleo obtidas para várias pressões de fundo de poço, essas BHP variam desde 500 psi até 3000 psi. Para essas mesmas BHP foram avaliados também os fatores de recuperação de gás, mostrados na Figura 14, onde se pode observar o grande acréscimo na produção de gás quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de bolha. Nos casos apresentados acima, os fatores de recuperação do óleo e gás foram os mesmos devido a que os casos avaliados consideraram uma BHP de 2300 psi e as produções de gás em condições de reservatório foram praticamente nulas (pressão de bolha 2398 psi), ou seja, o gás produzido se encontrava dissolvido no óleo.

As pressões do fundo do poço não são exatamente um parâmetro de um reservatório fraturado. Ainda assim, se avaliaram os efeitos que essas causam no desempenho do poço. As variações das pressões do fundo de poço na recuperação de óleo e gás foram as que geraram as maiores vazões na produção.

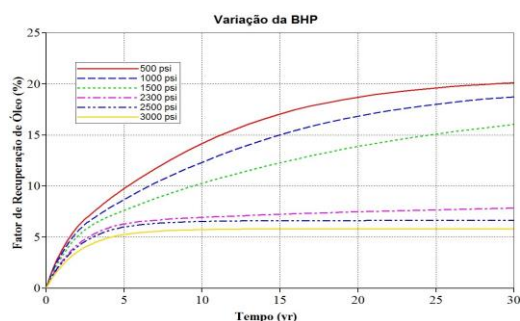


Figura 13. Fator de recuperação de óleo para diferentes BHP.

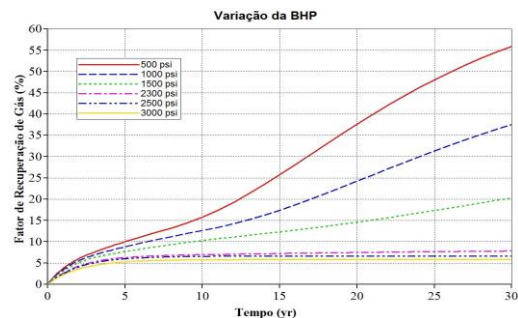


Figura 14. Fator de recuperação de gás para diferentes BHP.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à fundação CAPES, pela oportunidade e as facilidades fornecidas para conseguir desenvolver esse trabalho.

REFERÊNCIAS

- Chen, K. (2013). *Evaluation of EOR Potential by Gas and Water Flooding in Shale Oil Reservoirs*. Dissertação de Mestrado, Texas Tech University.
- Cipolla, C.L. e Warpinski, N.R.; Mayerhofer, M.J.; Lolon, E.P. (2008). *The Relationship between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design*. SPE 115769 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A. 21-24.
- Cipolla, C.L. (2009). *Modeling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs*. SPE 118536, JPT.
- Cipolla, C.L.; Lolon, E.P.; Erdle, J.C.; Rubin, B. (2009). *Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs*. SPE 125530 presented at SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, USA, 23-23.
- Cipolla, C.L.; Lolon, E.P.; Mayerhofer, M.J. (2009). *Reservoir Modeling and Production Evaluation in Shale-Gas Reservoirs*. IPTC 13185, presented at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 7-9.
- Mayerhofer, M.J.; Lolon, E.P.; Youngblood, J.E.; Heinze, J.R. (2006). *Integration of Microseismic Fracture Mapping Results with Numerical Fracture Network Production Modeling in the Barnett Shale*. SPE 102103, presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A.
- Mayerhofer, M.J.; Lolon, E.P.; Warpinski, N.R.; Cipolla, C.L.; Walser D. (2008). *What Is Stimulated Reservoir Volume (SRV)?* SPE 119890, presented at the 2008 SPE Shale Gas Production Conference held in Fort Worth, Texas.
- Léverenz, J.E. (2015). *Simulação de Fluxo em Reservatórios não Convencionais de Folhelhos*.

Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Rubin, B. (2010). *Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs*. SPE 132093 presented at the SPE Western Regional Meeting Held in Anaheim, California, USA.

User's Guide, IMEX. *Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator Version 2010*. Computer Modelling Group Ltda.

Wan, T. (2013). *Evaluation of the EOR Potential in Shale Oil Reservoirs by Cyclic Gas Injection*. Dissertação de Mestrado, Texas Tech University.