

ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA INJEÇÃO DE ÁGUA EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO SEGUNDO O MODELO FIVE SPOT INVERTIDO

Ana Carolina Firmino de Jesus (1); Cosme José de Oliveira Júnior (2); Hariel Udi Santana Mendes (3)

(1) Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo (anafirmino97@gmail.com). (2) Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo (c.junioreng_10@hotmail.com). (3) Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo (harieludi@hotmail.com).

Resumo: Após o período de surgência de um poço de petróleo, onde os fluidos alcançam livremente a superfície, faz-se necessária a utilização de métodos de recuperação secundária cujos principais objetivos são aumento da eficiência da recuperação e aceleração da produção. A injeção de água classifica-se como um método convencional e atua suplementando a energia primária do reservatório, já a injeção de vapor classifica-se como método especial e atua na redução da resistência ao escoamento do fluido. Esse trabalho visa analisar e comparar o aumento do fator de recuperação utilizando os dois métodos descritos anteriormente, aplicados em um reservatório de °API de 30. O tempo de simulação foi de 4 anos e somente após 1 ano e 4 meses a água injetada começou a ser produzida pelo poço produtor. Os resultados obtidos quanto ao fator de recuperação dos dois métodos foram semelhantes, porém o caso isotérmico apresentou cerca de 1% a mais. Apesar de destoar da teoria, esse resultado pode ser justificado pelo fato de que o método térmico é indicado para óleos de baixo °API e o óleo utilizado nessa simulação apresenta alto °API.

Palavras-chave: simulação numérica, reservatório de petróleo, injeção de água, injeção de vapor, ANSYS CFX.

1. Introdução

Poços surgentes são aqueles cuja pressão do reservatório é suficientemente elevada e os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície, dizendo-se que são produzidos por elevação natural (THOMAS et al., 2004). Com a retirada de fluidos do reservatório a sua pressão cai naturalmente, podendo chegar a um ponto em que não é possível elevar o óleo naturalmente até a superfície.

Os métodos de recuperação secundária de petróleo são utilizados mundialmente com os seguintes objetivos: aumento da eficiência da recuperação e aceleração da produção. Ao partir para uma recuperação secundária é possível continuar a produção de um poço já perfurado por muitos anos de forma satisfatória, o que é mais rentável do que a exploração e produção de novos campos.

Eles podem ser divididos em convencionais ou especiais, a depender da maneira como agem no reservatório. Métodos convencionais, como a injeção de água, buscam suplementar a energia primária do reservatório. Métodos especiais,

como a injeção de vapor, visam reduzir as resistências encontradas pelos fluidos ao escoar no reservatório, como as forças viscosas e capilares presentes no meio poroso (ROSA et al., 2006).

A partir de dados de modelagem geológica do reservatório é possível realizar uma simulação matemática da recuperação secundária, através da qual é possível realizar uma previsão de produção e realizar a escolha de um método que seja o mais viável economicamente para a produção do campo alvo. Nesse contexto surge a fluido dinâmica computacional (CFD), área do conhecimento que trata da simulação numérica de escoamento de fluidos, transferência de calor e fenômenos correlatos através de equações utilizadas no estudo dos fenômenos de transporte. O Ansys CFX é um software de alta performance de fluidodinâmica computacional que fornece soluções confiáveis e precisas para aplicações diversas, como por exemplo a injeção de água em um reservatório de petróleo.

O objetivo desse trabalho é realizar a simulação da injeção de água e vapor no mesmo reservatório de petróleo e analisar a influência da temperatura do fluido injetado no fator de recuperação do reservatório.

2. Metodologia

O modelo analisado é o five-spot invertido, composto por um poço injetor e 4 poços produtores. O reservatório apresenta dimensões de 300 metros de largura e comprimento e altura de 5 metros, sendo a distância entre os poços produtores de 240 metros e a distância entre o poço injetor e um produtor é de cerca de 170 metros. Os intervalos canhoneados nos poços têm 5 metros de altura, sendo que o diâmetro dos mesmos é de 0,2 metros. O tempo de simulação utilizado para os dois casos foi de 4 anos. Para o caso térmico considerou-se a temperatura de 423 K para a água injetada.

Foram estabelecidas as seguintes condições de contorno: pressão estática da formação foi considerada de 2000 psi no poço produtor, as fronteiras do reservatório e paredes dos poços foram consideradas como superfícies impermeáveis, vazão de injeção de água de 0,577 kg/s e pressão do reservatório de 3441,9 psi.

O modelo adotado nesse estudo foi o de Buckley-Leverett, o qual se baseia na ideia de que o fluido injetado ou deslocante funciona como um pistão com vazamento ao penetrar no meio. Esse vazamento corresponde ao óleo que ficou para trás ou não pôde ser varrido poroso (ROSA et al., 2006)..

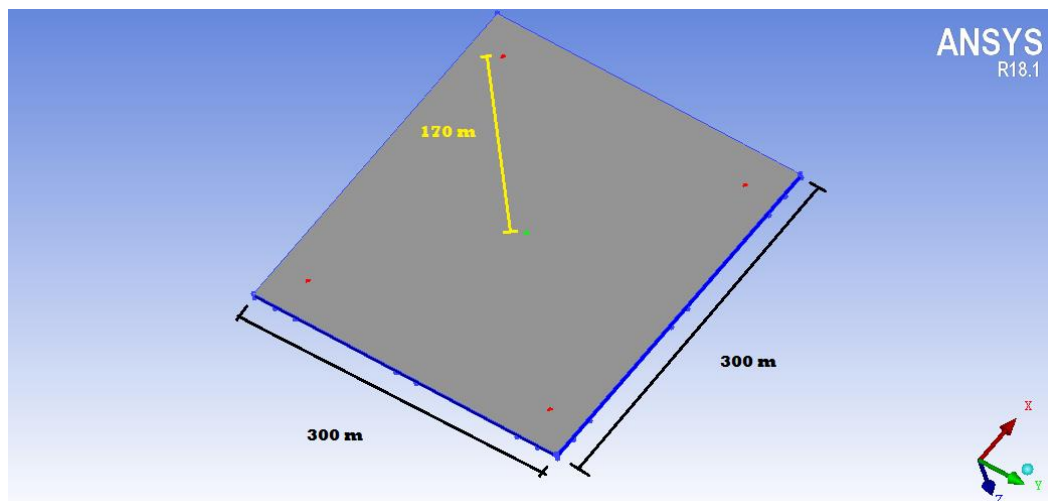


Figura 1 – dimensões do reservatório

Considerou-se que o escoamento de ambos os fluidos segue o modelo de escoamento laminar. Além disso, foi considerado que as propriedades do reservatório, como permeabilidade e porosidade, são isotrópicas, ou seja, não variam conforme a direção do escoamento. Para a transferência de momento foi considerado um coeficiente de arrasto de 0,44.

O petróleo contido no reservatório possui °API de 30, considerado leve, e outras propriedades físicas desse hidrocarboneto encontram-se explicitadas na tabela 1. A água injetada no reservatório para os casos isotérmico e térmico possui propriedades descritas na tabela 2. As propriedades do reservatório modelado estão descritas na tabela 3.

PROPRIEDADES FÍSICAS	FASE CONTÍNUA (PETRÓLEO)
Massa molar (kg/mol)	105,47
Densidade (kg/m ³)	876,16
Capacidade calorífica (J/kg.K)	2092
Viscosidade dinâmica (cP)	2
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143

Tabela 1 – propriedades físicas do petróleo

PROPRIEDADES FÍSICAS	FASE CONTÍNUA (ÁGUA)
Massa molar (kg/mol)	18,02
Densidade (kg/m ³)	997
Capacidade calorífica (J/kg.K)	4181,7
Viscosidade dinâmica (cP)	0,89
Condutividade térmica (W/m.K)	0,6069

Tabela 2 – propriedades físicas da água de injeção

PROPRIEDADES FÍSICAS	MEIO POROSO (RESERVATÓRIO)
Permeabilidade (m ²)	1×10^{-13}
Porosidade	0,20
Coefficiente de resistência (K_{loss})	0

Tabela 3 – propriedades físicas do reservatório

3. Resultados e Discussão

A figura 2 ilustra as vazões de produção de óleo e água dos respectivos métodos (isotérmico e térmico). Nessa primeira figura de comparação entre os métodos, existe certa dificuldade de diferenciar os dois métodos devido às suas similaridades, porém através dele pode-se facilmente obter informações a cerca do tempo de breakthrough. O breakthrough pode ser definido como o tempo no qual a água injetada começa a ser produzida, ou seja, no qual a água chegou ao poço produtor. No modelo de reservatório trabalhado, five spot invertido, esse tempo está estipulado em aproximadamente 1 ano e 4 meses, pois é justamente nesse momento, a partir do gráfico, que a vazão da água começa a surgir e a vazão do óleo a declinar.

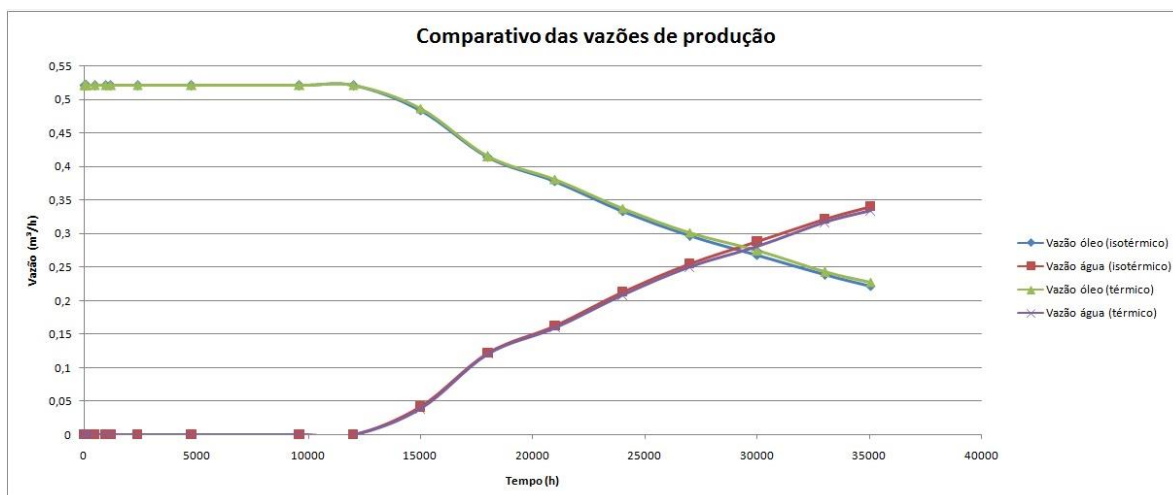


Figura 2 – Representação da vazão de água e óleo de ambos os casos (isotérmico e térmico)

Analisando a pressão de injeção (figura 3), onde foi fixada a vazão de injeção, foi observado que a pressão de injeção do método térmico encontrou-se um pouco acima da pressão de injeção do método isotérmico. Como já demonstrado na figura 2, a semelhança entre as vazões de produção de água e óleo nos dois métodos irá influenciar também as curvas de volume acumulado desses dois fluidos ilustrado na figura 4. Como resultado, podemos observar que a semelhança se mantém e a diferença entre os valores obtidos com as duas abordagens é pequena.

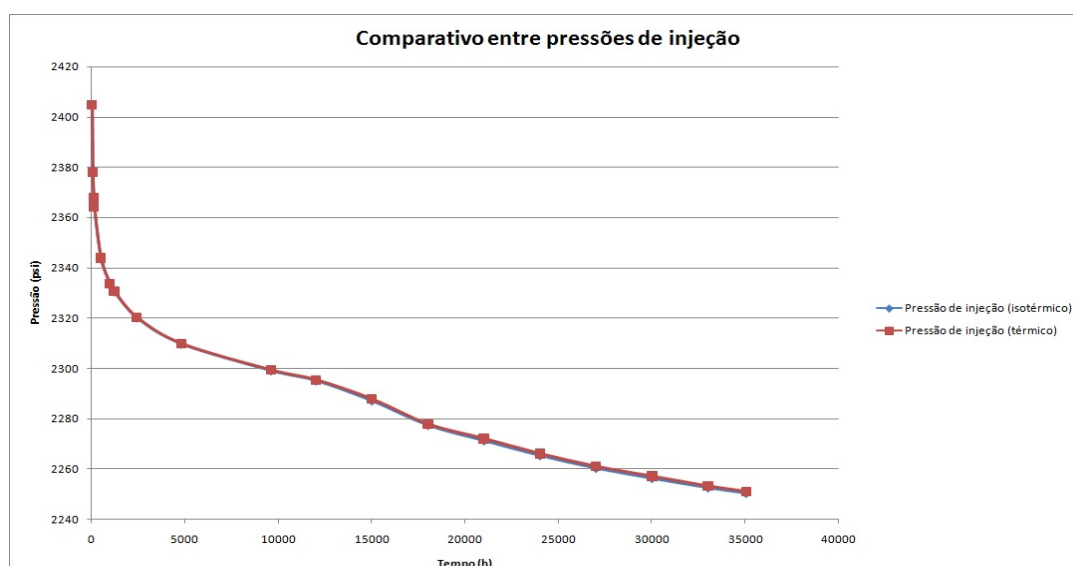


Figura 3 - Variação de pressão de injeção com o tempo para o caso isotérmico e térmico

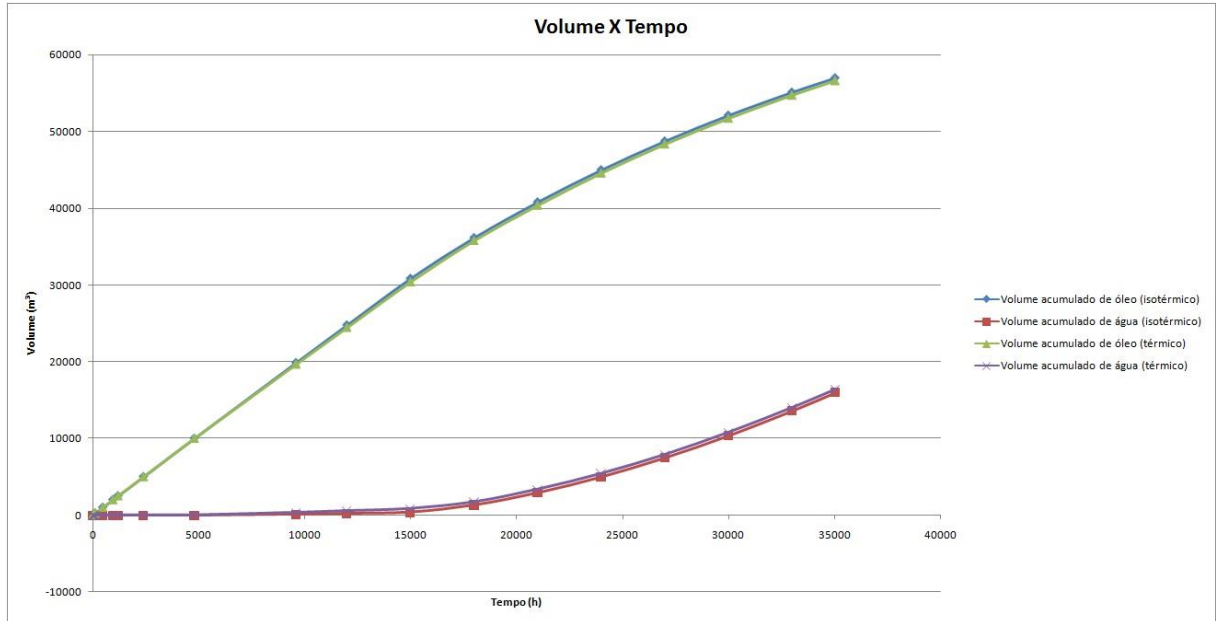


Figura 4 – comparação dos volumes acumulados de água e óleo

Na etapa seguinte, é analisado o fator de recuperação do óleo ao longo do tempo nos respectivos métodos isotérmico e térmico. Inicialmente, mas uma vez houve uma similaridade entre os dois casos, porém a partir de 10 meses do início da injeção a curva do método isotérmico comportou-se acima da curva do método térmico o que conferiu um fator de recuperação de um pouco menos que 1% a mais ao método isotérmico. O fator de recuperação em função do tempo pode ser visualizado na figura 5.

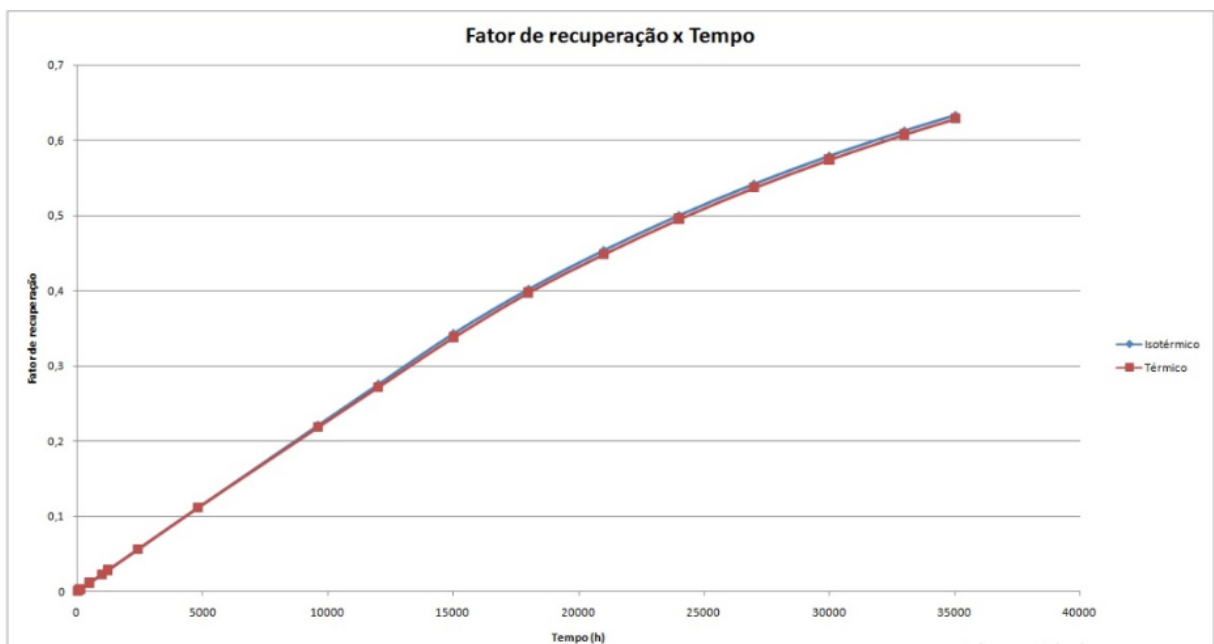


Figura 5 – Fator de recuperação no decorrer do tempo dos métodos isotérmico e térmico

4. Conclusões

A injeção de vapor no reservatório visa reduzir a viscosidade do fluido através da transferência de calor para o reservatório e causar uma redução da razão de mobilidade, o que resultaria em um maior fator de recuperação do óleo. Porém pode ser observado que não houve um aumento tão significativo do fator de recuperação, causando uma divergência em relação à teoria.

No entanto, os métodos térmicos têm sua aplicação voltada para óleos de baixo °API, ou seja, alta viscosidade do óleo e é nesse sentido que o comportamento do método térmico apresentado no gráfico divergiu do esperado. As características do óleo inseridas no modelo eram correspondentes às de um óleo de alto °API, o que comprometeu a eficiência do funcionamento do método térmico.

Devido essa certa limitação do método térmico, seria interessante a avaliação e estudo da aplicação da simulação em um reservatório de óleo pesado (°API entre 10° e 20°). Podendo-se obter resultados (em função de produtividade) que qualificam o método térmico como de grande importância para maximizar a recuperação do óleo.

5. Referências

CUNHA, A. L. Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica. Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia. 2010.

GURGEL, A.R. et al. Analysis of the thermal efficiency for a steam injection process applied to a thin heavy oil reservoir from the northeast of Brazil. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, vol 9, no 4, 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, 2006.

SILVA, G. et al. Water Injection for Oil Recovery by using Reservoir Simulation via CFD. International Journal of Multiphysics . 2017, Vol. 11 Issue 1, p83-96. 14p. 3 Diagrams, 2 Charts, 7 Graphs.



THOMAS, J. E. et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, 2004.