

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

10^º pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE EM MALHA *FIVE SPOT*
PARA A RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS: UMA ABORDAGEM
FLUIDODINÂMICA

AUTORES:

Bianca G. Souza; Acto L. Cunha

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE EM MALHA *FIVE SPOT* PARA A RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS: UMA ABORDAGEM FLUIDODINÂMICA

Abstract

The growing global energy demand requires a continuous search for energy sources, worldwide stimulates the continuous search for energy sources, among which oil plays its role, as it is the most consumed in the whole world. Thus, it is necessary to look for new alternatives to produce hydrocarbons and supply the growing market demand, improving the techniques related to the viscous and ultra-viscous oil reservoirs and the mature fields, which, due to their complexity, were considered uneconomical. A minimum percentage of oil wells explored is economically viable, indicating the complexity involved in the exploration process. In order to achieve that, there are several ways to increase the productivity of an oil well and, for example, conventional and special secondary oil recovery methods can be considered. In this paper, it is highlighted one of the special secondary oil recovery methods: hot water injection. The purpose of the process is to reduce oil viscosity by injecting a hot fluid, water in this case, aiming to increase the oil recovery factor, being preferable instead of steam when applied to water sensitive formations, for example, clays. This type of recovery method is increasingly used by the oil industry and whose cost, depending on the well, proves to be a decisive factor, which is the reason for the operation being very well planned. Therefore, a careful project of hot water injection to optimize recovery and consequent production is essential, since this technique involves considerable costs and is best used in wells with high water production for later use of water produced for injection. A widely used way to study the fluid flow in the reservoir and to predict its behavior over time is the computational fluid dynamics - CFD. It is possible to define, from modeling and simulation of models, the best method and optimize it through variation of predetermined parameters. The present paper proposes a prediction of the behavior of hot water injection in a synthetic heavy oil reservoir - α API 18 – in the oil recovery of a period of four years, using the ANSYS CFX 13.0 computational tool in order to analyze the influence that parameters such as injection flow rates, formation permeability and distance between injection wells and producer reflect on the production data. Therefore, the oil recovery factor was maximized, close to 63%, by combining the maximum values of the three considered parameters.

Introdução

Nos dias atuais, o mundo tem uma demanda muito grande de diversos materiais como, por exemplo, medicamentos, combustíveis, dentre os quais o petróleo é a matéria prima. Dessa forma, a indústria petrolífera necessita de muitos investimentos tecnológicos para que os custos dessas etapas sejam minimizados.

As reservas provadas de petróleo pesado são 70% no mundo (Zaydullin, 2013; Spínola, 2014) e 44% no Brasil (Vidal, 2006), demonstrando que, tomando as decisões corretas acerca dos projetos de recuperação, a produção desse tipo de óleo dar-se-á de forma satisfatória.

O método térmico é utilizado quando o óleo é muito pesado ou viscoso e a adição da temperatura traz vantagens como a diminuição da viscosidade, dilatação térmica e formação de solventes. Dentre os métodos térmicos, a injeção de água quente se destaca em decorrência de ser aplicada em reservatórios com rochas sensíveis à água doce, onde deve ser evitado o uso de injeção de vapor para a recuperação de óleo. Devido ao uso da temperatura para redução da viscosidade do óleo, esse método evita a formação de *fingers*, contribuindo, dessa forma, com o fator de recuperação de referido produto.

Uma forma muito utilizada para o estudo do escoamento no reservatório e previsão do seu comportamento ao longo do tempo é a fluidodinâmica computacional – CFD, do inglês Computational Fluid Dynamics. A partir da modelagem e simulação de modelos é possível decidir pelo melhor método e otimizá-lo através da variação de parâmetros como vazões de injeção e produção, permeabilidade e arranjo espacial dos poços.

Diante disso, o presente trabalho, utilizando um estudo numérico de recuperação de óleos pesados por meio da injeção de água quente a partir de uma abordagem fluidodinâmica, visa contribuir para a área acadêmica e para indústria petrolífera, através da análise criteriosa do fator de recuperação de petróleo ao variar e combinar a permeabilidade, vazão de injeção e distância entre os poços de injeção e o poço de produção.

Metodologia

Modelo Físico

Para o desenvolvimento desse trabalho, utilizou-se o pacote comercial ANSYS CFX 13.0, o qual é dividido em quatro etapas. A princípio, a ferramenta computacional ICFM-CFD foi utilizada para modelar um reservatório

com dimensões quadráticas de 400mX400mX10m, tendo cinco poços distribuídos e configurando uma malha *five spot* normal (quatro poços injetores e um produtor), como ilustrado na Figura 1.

Os poços injetores e produtor têm 20cm de diâmetro, 10m de profundidade e estão a uma distância de 110m, 140m e 170m nos planos X e Y e as resultantes são 155,56m, 198m e 240,62m, respectivamente, para cada um dos casos analisados. As Figura 1 e 2 ilustram a geometria representativa do modelo. A malha é constituída de 268.476 nós que deram origem a 240.040 elementos.

Figura 1: Ilustração do esquema de poços

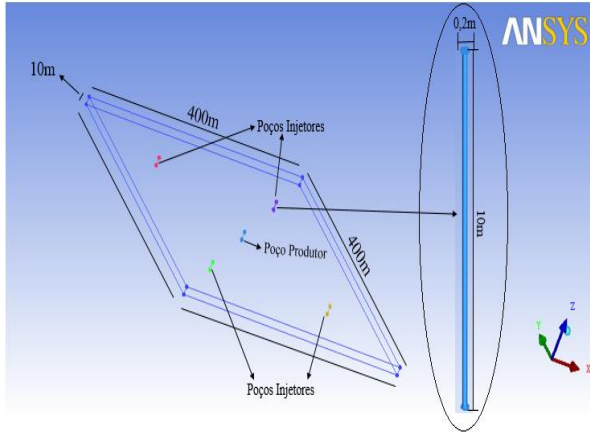
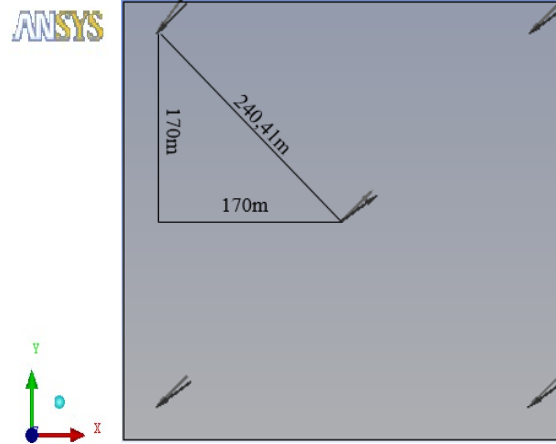


Figura 2: Distância entre os poços (240,41m)



Modelagem Matemática e Condições Iniciais e de Contorno

O CFX-Pré foi utilizado para especificar as condições de contorno e iniciais apropriadas, as propriedades da rocha e dos fluidos, o número máximo de iterações, o tempo de simulação, as equações usadas, entre outros.

Foi utilizada, para a modelagem matemática do escoamento em meios porosos, a generalização das equações de conservação de massa (1), quantidade de movimento (2) e energia (3) e a lei de Darcy generalizada (4). Segundo Cunha (2013), as equações de Navier Stokes descrevem o movimento dos fluidos e determinam que as mudanças no momento linear e a aceleração de uma partícula fluida são o produto das mudanças na pressão e forças viscosas dissipativas que atuam dentro do fluido.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) + \nabla \cdot (\rho K \cdot \vec{U}) = 0 \quad (1) \quad \frac{\partial(\phi \rho \vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \phi (K \vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e K (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T) + S_i^M) \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho H) + \nabla \cdot (\rho K \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e K \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad (3) \quad \frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{K} \vec{U}_i + K_{loss} \rho |\vec{U}| \vec{U}_i \quad (4)$$

Onde P é a pressão, μ é a viscosidade dinâmica do fluido e $\vec{U}$ a velocidade de Darcy – definida como uma velocidade superficial ao considerar um meio contínuo e poros interconectados e desprezando os detalhes de estruturas porosas –, K_{loss} o coeficiente empírico de perda, que no ANSYS CFX 13.0 tem valor nulo. A $\frac{\mu}{K}$ não pode ser igual a zero.

Em virtude da viscosidade ser uma propriedade que está diretamente relacionada com a temperatura, faz-se necessário conhecer as propriedades da água injetada para o método isotérmico e térmico e do fluido inicialmente contido no reservatório. Para o caso térmico, as Equações (5) e (7) foram utilizadas para prever o comportamento da viscosidade do óleo e da água devido a variação de temperatura, respectivamente.

$$\mu_0 = 10^X - 1 \quad (5) \quad \text{Sendo, } X = (10^{(3.0324 - 0.02023 \times \text{GrauAPI})}) * T_F^{(-1.163)} \quad (6)$$

$$\mu_w = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547 \cdot T_F) T_F - 1000} \quad (7) \quad T_F = 1,8 T_K - 459,67 \quad (8)$$

Sendo T_F em graus Fahrenheit e T_K é na escala Kelvin.

Para validação do modelo matemático proposto e inserido no CFX-Pré 13.0, utilizou-se as propriedades para a rocha, óleo e água, as quais estão dispostas nas Tabelas 1, 2 e 3.

Tabela 1: Propriedades do meio poroso

Propriedades físicas	Meio poroso
Porosidade	0,2
Coeficiente de perda de resistência (K_{loss})	0
Permeabilidade (m^2)	$0,5 \times 10^{-13}$ 1×10^{-13} $1,5 \times 10^{-13}$

Tabela 2: Propriedades Físicas do Óleo

Propriedades físicas	Fase contínua (Petróleo)
Densidade (kg/m^3)	943,65
Calor específico ($J/kg.K$)	2092
Condutividade térmica ($W/m.K$)	0,143
Massa molar ($kg/Kmol$)	420
Número de Nusselt	2
Viscosidade ($Kg/m.s$)	Equação 6

Tabela 3: Propriedades Físicas da Água

Propriedades físicas	Fase contínua (Água)
Densidade (kg/m^3)	930
Calor específico ($J/kg.K$)	4160
Condutividade térmica ($W/m.K$)	0,016
Massa molar ($kg/kmol$)	18,02
Número de Nusselt	2
Viscosidade ($Kg/m.s$)	Equação 8

Para concluir o modelo matemático proposto, as condições de contorno e iniciais utilizadas foram:

- I. As paredes dos poços são adiabáticas e as faces superior, inferior e lateral possuem superfície impermeável;
- II. Foi considerada, no poço produtor, uma condição de pressão estática igual 2000 psi;
- III. Na seção de entrada de cada poço de injeção foi admitida uma vazão mássica de água constante igual a 0,5kg/s, 1,0kg/s e 1,5 kg/s para os diferentes casos simulados e fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para o óleo. E temperatura de 380°F para a água injetada.
- IV. Admitiu-se, como condição inicial, que o reservatório estava a uma pressão de 3441,9 psi e fração volumétrica igual a 0,0 para água e 1,0 para o óleo pesado e temperatura de 233,24°F para o óleo no reservatório;
- V. Variou-se a permeabilidade em 50mD, 100mD e 150mD para os nove casos em análise.

Para que o comparativo entre os parâmetros analisados fosse o mais integro possível e houvesse uma análise acertada desse comparativo, utilizou-se o *software* Statistica 7.0 para fazer um planejamento experimental das simulações, possibilitando a escolha do número ideal de simulações por meio do planejamento fatorial do tipo Planejamento Fatorial Fracionário. A Tabela 5 abrange a combinação dos parâmetros para os nove casos simulados.

Tabela 1 – Combinação dos parâmetros simulados

Casos Simulados	Distância entre os poços injetores do poço produtor (m)	Vazão (kg/s)	Permeabilidade (mD)
1	110	0,5	50
2	110	1,0	150
3	110	1,5	100
4	140	0,5	150
5	140	1,0	100
6	140	1,5	50
7	170	0,5	100
8	170	1,0	50
9	170	1,5	150

Resultados e Discussão

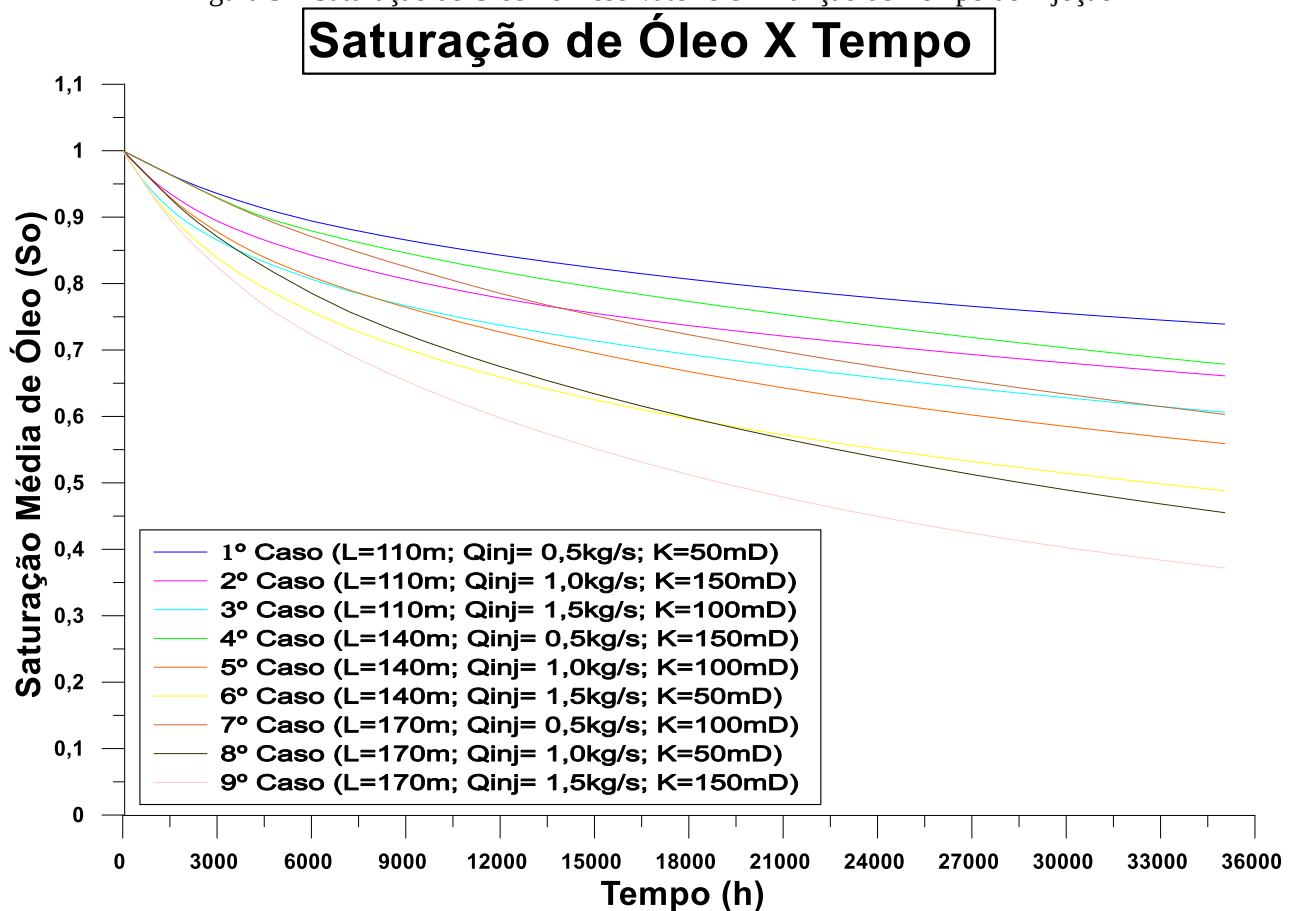
Saturação de Água e Óleo no reservatório

Conforme citado anteriormente, no início da injeção, considerou-se a que o reservatório estava completamente saturado com óleo ($S_o = 1$ e $S_w = 0$). A Figura 3 ilustra a evolução da saturação de óleo no reservatório ao longo do tempo de injeção.

Ao analisar a Figura 3, verifica-se que todas as curvas têm comportamento semelhante de decaimento e que a saturação média de óleo no reservatório diminui ao longo do tempo de injeção, pois considerando a imiscibilidade dos fluidos e o aumento do volume dentro do reservatório, a água comprimiu os poros da formação, superou sua resistência e expulsou parte do óleo presente na jazida. Nos casos em análise, indica o quanto de óleo ainda resta ao final da injeção e quanto menor for essa saturação, maior a eficiência da água quente para recuperação de petróleo.

A menor saturação de óleo no reservatório (37,2%) foi obtida para o caso em que a água quente foi injetada a uma maior vazão (1,5kg/s) em um reservatório de maior permeabilidade (150mD) e com maior distância entre os poços de injeção e produção (170m).

Figura 3 – Saturação de Óleo no Reservatório em Função do Tempo de Injeção



As Figuras 4 e 5 ilustram um corte da região superior do reservatório para visualização da formação dos gradientes de concentração de água para quatro tempos distintos para o 1º e 9º caso, respectivamente. Observa-se que a injeção de água se dá de forma radial, haja vista a homogeneidade do reservatório (porosidade e permeabilidade).

Pode-se constatar, em $t = 1800h$, que a água já atinge o poço produtor para os dois casos simulados, ou seja, a composição de fluido que chega ao poço produtor já não é 100% de óleo, ocorrendo ali uma combinação imiscível de óleo-água e a presença de mistura desses fluidos nas áreas próximas aos poços injetores. Além disso, pode-se observar que houve queda da fração volumétrica de óleo ao final da injeção nos dois casos analisados. Entretanto, em virtude de suas condições operacionais serem diferentes, nota-se que a água realizou uma boa eficiência de varrido no espaço entre os poços para o 9º Caso, enquanto que para o 1º Caso, a eficiência foi baixa.

Figura 4 – Variação da Saturação de Água em plano horizontal superior do reservatório (1º caso)

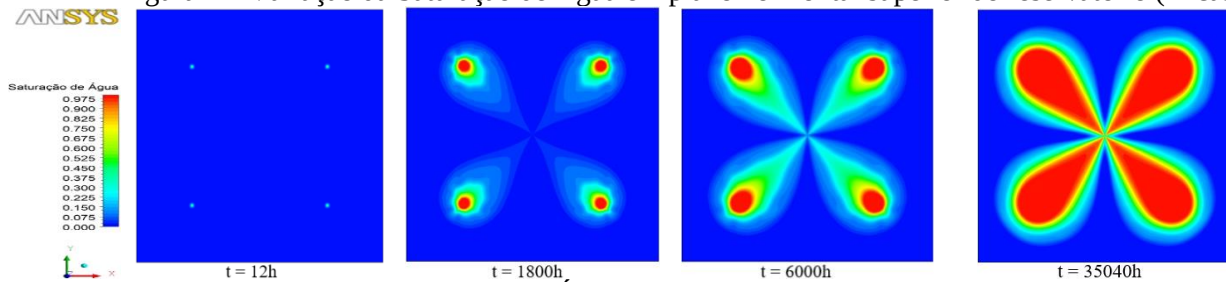
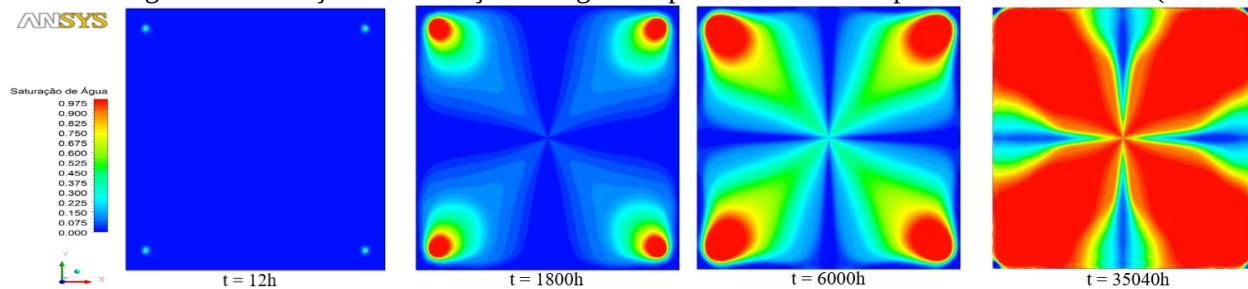


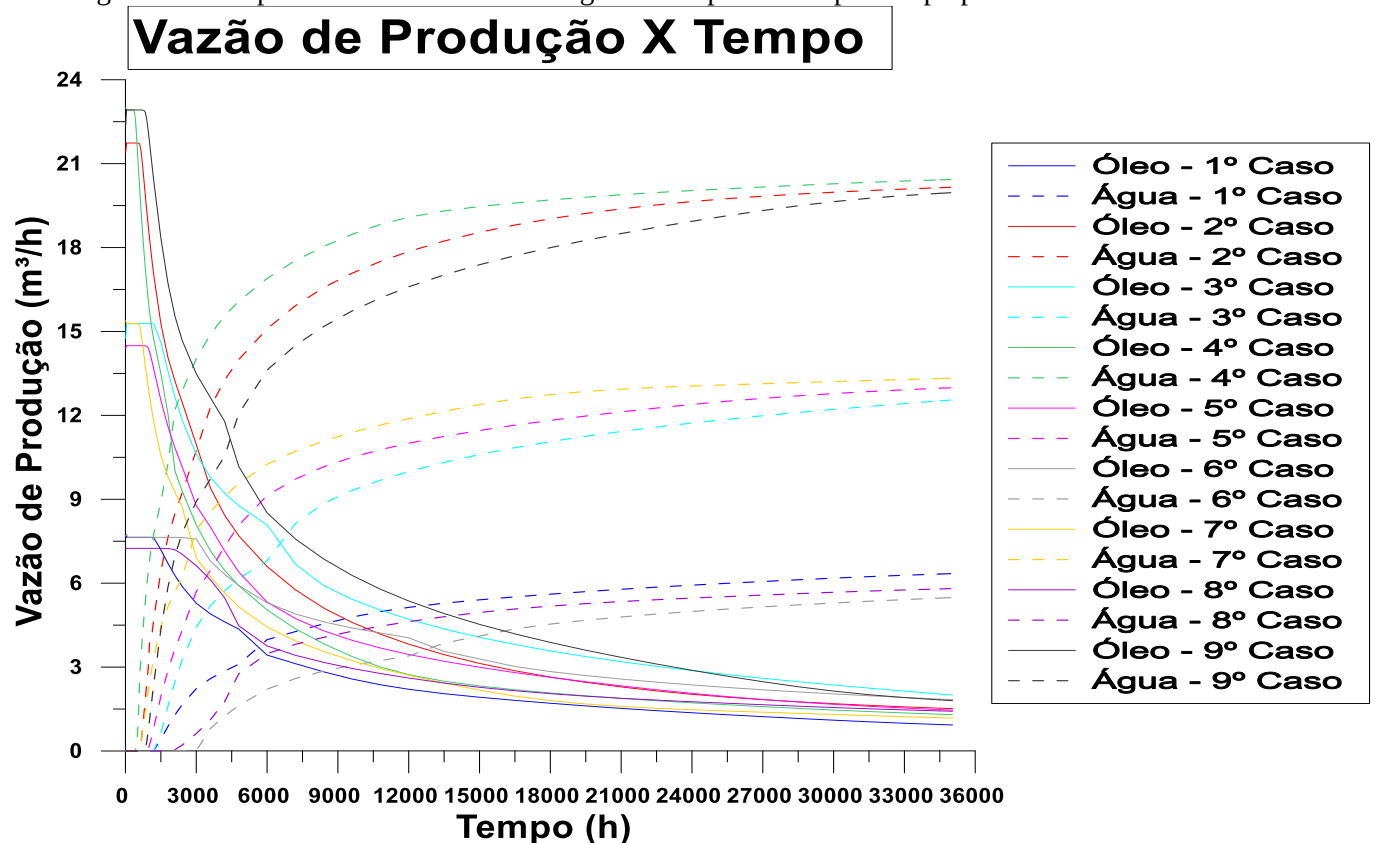
Figura 5 – Variação da Saturação de Água em plano horizontal superior do reservatório (9º caso)



Vazão de Produção de Óleo e Água Quente (Todos os Casos)

As vazões de água e óleo produzidas para os nove casos simulados ao longo do tempo são mostradas na Figura 6, onde as curvas crescentes descrevem o desempenho da água e as decrescentes, o desempenho do óleo.

Figura 6 – Comportamento das vazões de água e óleo produzido por tempo para os nove casos simulados



Verifica-se que, no início da injeção, apenas óleo está sendo produzido e a vazão de água é nula. No momento em que ocorre o *breakthrough* (BT) – quando a frente de avanço da água atinge o poço produtor –, a água começa a ser produzida e sua vazão aumentará gradativamente, enquanto a produção de óleo diminui. Quando as curvas

de vazão de produção de óleo e água se cruzam, indica que, naquele instante, a mesma quantidade dos dois fluidos está sendo produzida.

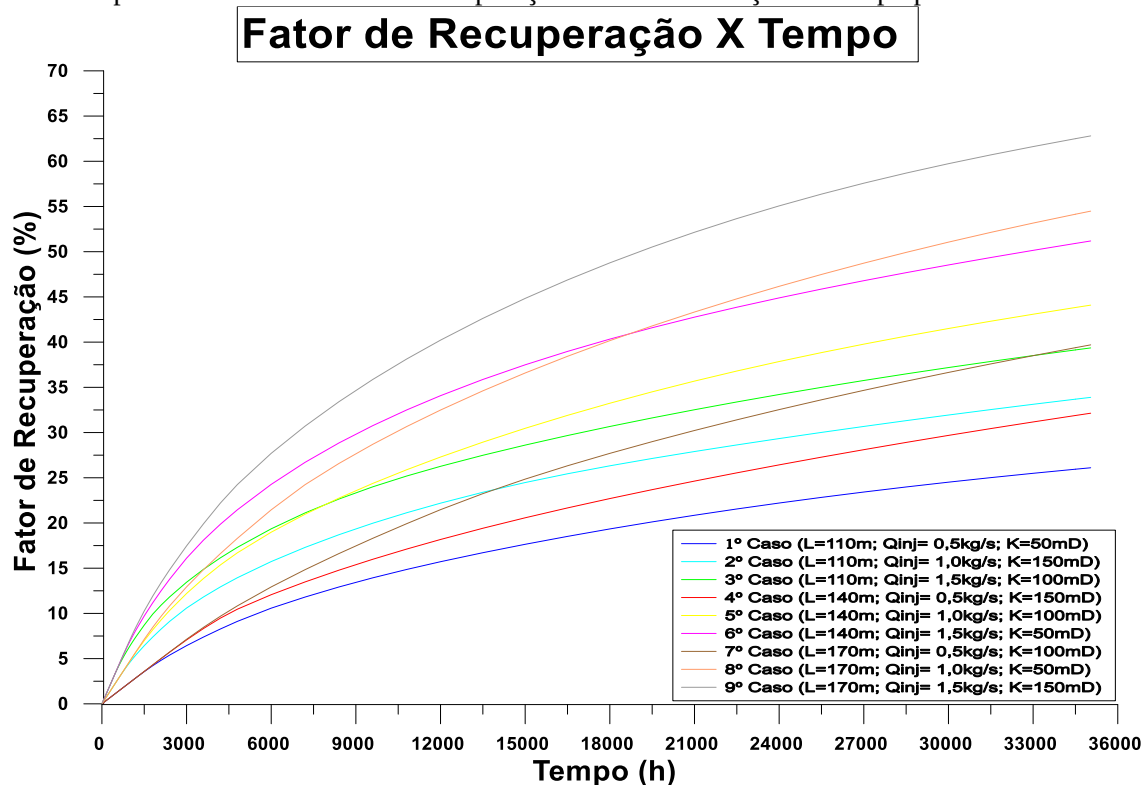
O momento do *BT* aconteceu mais rápido para o 3º caso, por volta de 300 horas (12,5 dias) de injeção, enquanto que o 7º caso foi o mais demorado, com 2100 horas (87,5 dias) de injeção. Fazendo um comparativo com o instante do *BT* e a saturação de óleo presente no reservatório, observa-se que o fato de o *BT* ocorrer mais rápido ou demorado não determina se esses casos terão a maior ou menor saturação ao final da injeção, respectivamente, ou seja, não é apenas o tempo que a água demora para escoar até o poço produtor e transferência de calor ocorrida durante esse tempo que definem o quanto de óleo será produzido, sendo necessário levar em consideração as variáveis em estudo.

Analisando isoladamente as variáveis, o *BT* ocorreu mais rápido para as maiores vazões de injeção e menor distância entre os poços injetores e produtor. O aumento da vazão de injeção pode ocasionar a formação de *fingers*, acarretando o *breakthrough* prematuro, diminuindo a área invadida pela água e o volume dela retido no reservatório e, consequentemente, reduzindo a produção de óleo, assim como a menor distância impossibilita uma varredura mais ampla da formação. Em contrapartida, a permeabilidade não seguiu um comportamento uniforme para todos os casos, ou seja, o *BT* é influenciado, predominantemente, pela vazão de injeção e distância entre os poços.

Fator de Recuperação

A Figura 7 ilustra o Fator de Recuperação (FR) obtido por meio das simulações ao longo do tempo para os nove casos em análise.

Figura 7 – Comportamento dos fatores de recuperação de óleo em função do tempo para os nove casos simulados



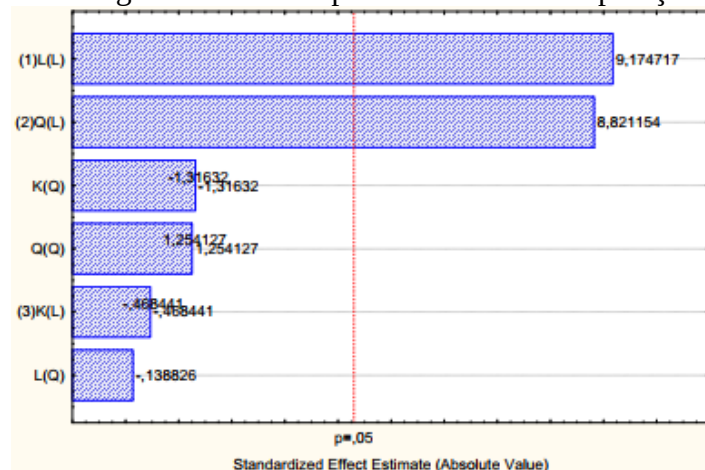
Verifica-se, por meio da Figura 7, que os dois menores fatores de recuperação ocorreram para o 1º e 4º casos (menores vazões), enquanto que os dois maiores fatores de recuperação ocorreram para o 8º e 9º casos (menores distâncias). Portanto, pode-se inferir que, para um valor de permeabilidade fixo, quanto maior a distância entre os poços e a vazão de injeção, maior o fator de recuperação. Isso se deve ao fato de que esses parâmetros permitem maior varredura do reservatório devido à área e ao tempo em que o fluido demora a chegar ao poço produtor, favorecendo a transferência de calor e, ao maior diferencial de pressão, ocasionando maior expulsão do óleo do reservatório, respectivamente. Esse resultado está de acordo com a teoria (Barillas, 2007), sendo comprovados pelas simulações numéricas. Ao variar esses parâmetros, o maior fator de recuperação (9º caso) foi de 62,81% e o menor (1º caso) foi de 26,1%.

Vale ressaltar que o 3º e o 7º casos mantêm a permeabilidade em 100mD e ao combinar valores mínimos e máximos dos outros dois parâmetros, obtêm praticamente o mesmo valor de fração recuperada, sendo 39,36% e 39,7%, respectivamente.

É importante salientar que esses valores de fração recuperada são maiores que os reais, uma vez que a ferramenta computacional *ANSYS CFX 13.0* não considera a formação de condensados e solventes que ocorre ao utilizar o método térmico para recuperação avançada de petróleo, analisando exclusivamente o fluxo dos fluidos devido à transferência de calor. Além disso, as perdas de carga existentes no reservatório, nas tubulações e nas linhas de produção não são ponderados.

Analisou-se, por meio do Diagrama de Pareto, a sensibilidade dos parâmetros estudados (distância entre os poços, vazão de injeção e permeabilidade da formação) sobre a resposta de interesse (fator de recuperação). Esse diagrama indica o ajuste em que se obterá o melhor resultado, sendo possível identificar quais parâmetros ou combinações entre eles mais influenciam no fator de recuperação, tendo essas combinações efeito linear (L) ou quadrático (Q). As barras que estão à esquerda do ponto p exercem, com nível de confiabilidade de 95%, maior influência no FR, enquanto as que estão à direita possuem uma menor influência. O sinal negativo (-) significa que o aumento do parâmetro é inversamente proporcional ao aumento do FR. Os resultados das variáveis analisadas, para o Diagrama de Pareto, são ilustrados na Figura 8.

Figura 8 – Diagrama de Pareto para o Fator de Recuperação de Óleo

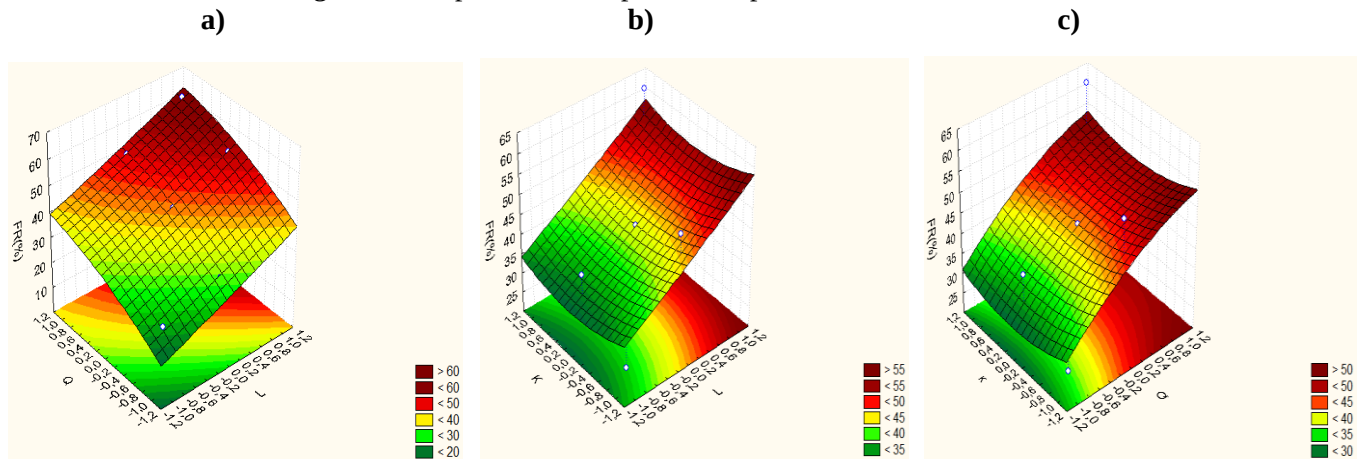


É possível observar, por meio da Figura 8, que a distância entre os poços linear (L) e a vazão de injeção quadrática (Q) foram os parâmetros mais significativos e que quanto maior eles forem, maior o FR. Além disso, evidencia que não há interação significativa entre os parâmetros em análise, ou seja, a distância entre os poços e a vazão de injeção devem ser analisados separadamente. A vazão de injeção quadrática também é diretamente proporcional ao FR, enquanto que a permeabilidade quadrática, a permeabilidade linear e a distância quadrática interferem negativamente no FR, ou seja, quanto maior seu valor, menor o FR, sendo esse último parâmetro o menos significativo.

A metodologia de superfície resposta foi utilizada para analisar os parâmetros investigados nas simulações. A Figura 9 (a,b e c) ilustra os rendimentos obtidos ao fixar um parâmetro enquanto varia os outros dois. Vale ressaltar que as figuras foram plotadas com base nos valores de níveis (-1, 0 e 1) utilizados para gerar as combinações das simulações. A Figura 9.a fixa a permeabilidade em 0, enquanto a Figura 9.b e 9.c fixam a vazão de injeção e a permeabilidade em 0, respectivamente.

A Figura 9 evidencia que considerando um nível alto de L (distância entre os poços) e um nível alto de Q (vazão de injeção), são obtidos rendimentos otimizados, sendo ratificado que os parâmetros que mais interferem no FR são a distância entre os poços e a vazão de injeção.

Figura 9 – Superfície de respostas dos parâmetros analisados no FR



Conclusões

- ✓ O fator de recuperação do óleo apresentou comportamento diretamente proporcional à vazão de injeção e à distância entre os poços, ao passo que a permeabilidade não exerceu grande influência nesse dado de produção. Vale ressaltar que o caso com menor FR foi o 1º com 26,10% e o com maior FR foi o 9º com 62,80% de óleo recuperado ao final do tempo de injeção, tendo aquele a menor distância e vazão, enquanto este foi simulado com maior vazão e distância.
- ✓ O fator de recuperação tem relação direta com a saturação de óleo no reservatório, ou seja, uma formação com baixa saturação de óleo ao final do processo significa que o FR foi alto, demonstrando a eficiência do método. Como é intuitivo, a maior saturação de óleo foi para o 1º caso (0,73895) e a menor foi para o 9º caso (0,372).
- ✓ Pequenas distâncias entre os poços e baixas vazões de injeção são desvantajosas para o método de recuperação avançada utilizando água como fluido não-isotérmico, devido à varredura ineficiente de todo o reservatório e das baixas pressões de injeção, dificultando a expulsão do óleo da formação, respectivamente.
- ✓ A permeabilidade não influenciou significativamente os resultados obtidos por meio do método utilizado na simulação.
- ✓ O modelo de malha *five-spot* se mostrou eficiente para recuperação de óleos pesados utilizando água como fluido deslocante.

Referências Bibliográficas

BARILLAS, J. L. M.; MEDEIROS, H. O.; DUTRA JR, T. V.; MATA, W. **Influência dos Parâmetros de Reservatório no Processo de Injeção de Solução Micelar na Recuperação Avançada do Petróleo**. IX PDPETRO, Campinas, 2007.

CUNHA, A. L., FARIAS NETO, S.R., LIMA, A.G.B., BARBOSA, E.S. (2013). **Secondary Oil Recovery by Water Injection: A Numerical Study**. Defect and Diffusion Forum - Switzerland.

SPÍNOLA, D. C. S. **Análise da injeção de água quente após o vapor na recuperação de óleos pesados do nordeste brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo), UFRN, 2014.

VIDAL, J. R. **Seminários de Petróleo e gás natural**. NUPEG, 2016

ZAYDULLIN, R. **Thermal Oil Extraction**. Stanford University, California, 2013.