

ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE COM CONFIGURAÇÕES EM LINHAS DIRETAS E LINHAS ESCONSAS

Geovanna Cruz Fernandes¹; Bianca Gabriel de Souza²; Douglas Bitencourt Vidal³; Karolline Dewanele Santana Rocha⁴; Hariel Udi Santana Mendes⁵

¹Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – geovannafernandes1@hotmail.com

² Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – bianca.sba@hotmail.com

³Universidade Federal do Espírito Santo, Pós-Graduação em Energia – bitencourt_douglas@hotmail.com

⁴Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – karol_dewanele@hotmail.com

⁵Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – harieludi@hotmail.com

Resumo

Os métodos de recuperação avançada de óleo são utilizados com o objetivo de otimizar o rendimento das reservas petrolíferas, alcançando as maiores taxas de recuperação possíveis. Devido ao baixo custo e maior abundância, o principal método utilizado é a injeção de água, entretanto, este método possui limitação na eficiência de varrido e boa parte do óleo permanece no reservatório. Neste cenário, as malhas de injeção, isto é, a distribuição dos poços injetores e produtores são de fundamental importância quando se deseja aumentar a área do reservatório que é varrida pela água injetada. Este trabalho tem o intuito de analisar o desempenho da injeção de água em um reservatório de óleo leve, comparando duas configurações de injeção, a de linhas diretas e a de linhas esconsas. Para a realização dessas análises, utilizou-se o simulador *ANSYS CFX 18.1*, utilizando o método de recuperação térmico para cada esquema de injeção. Os parâmetros analisados foram saturação de óleo, variação da pressão ao longo do tempo e vazão de injeção, a fim de encontrar dados para eficiência de varrido e fator de recuperação. Dos resultados obtidos, pôde-se concluir que a injeção de água se deu conforme o esperado, além de mostrar que a melhor configuração de injeção foi a de linhas esconsas, já que obteve os melhores valores para eficiência de varrido e fator de recuperação.

Palavras-chave: Injeção de água, métodos de recuperação, modelo de injeção, fator de recuperação.

1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios petrolíferos têm uma energia natural que desloca os fluidos em seu interior através do gradiente de pressão existente no interior do reservatório. Esse deslocamento de fluidos para o poço acontece de forma natural e a produção é conhecida como método de recuperação primária [1].

Porém, com o aumento da produção, a energia do reservatório cai, diminuindo a pressão responsável pelo deslocamento dos fluidos e consequentemente, reduzindo a produção e causando prejuízo econômico. Esses campos são conhecidos como maduros. A fim de manter a produção dos campos, promover um aumento da eficiência de recuperação e consequentemente melhora econômica do processo de exploração do recurso, os engenheiros estudam os métodos de recuperação secundário e terciário. Esses métodos podem ser implementados nos reservatórios antes de a energia primária decair significativamente, afim

de aceleração da produção e prolongar a vida útil do reservatório, adiando o declínio natural do campo [2].

O método de recuperação secundário se baseia na injeção de água ou gás no reservatório. Já o método de recuperação terciário tem como objetivo, além da manutenção da pressão, alterar as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha. Este método pode ser térmico, miscível, químico ou microbiológico e se baseia pela injeção de um fluido “estranho” ao reservatório, a exemplo da injeção de espuma, polímeros, água quente, surfactantes, micro-organismos, gás nitrogênio, gás carbônico e vapor; sendo esses dois últimos os mais utilizados. O método de recuperação terciário é o que apresenta o maior fator de recuperação de petróleo dentre todos os métodos citados [1].

Uma outra maneira de se buscar a eficiência na produção de óleo é definir a distribuição dos poços ao longo do reservatório, que no caso deste estudo é a injeção em malhas [3].

O objeto de estudo deste trabalho é o método térmico, com análise do desempenho de injeção de água em um reservatório de óleo leve ($^{\circ}$ API 30), comparando e determinando o melhor esquema de injeção. Assim, é necessária a criação de uma malha, isto é, definir a quantidade de poços injetores e produtores e suas localizações no reservatório. A configuração de injeção em linhas diretas, em que há dois poços injetores e dois produtores, consiste em linhas de poços injetores e produtores que são dispostas de forma alternada com distância constante entre essas linhas e entre os poços [4]. Já em linhas esconsas – dois poços produtores e um injetor –, em que as linhas são defasadas de meia distância de poços do mesmo tipo [4]. Ambas as configurações foram utilizadas e posteriormente suas eficiências de recuperação foram analisadas para fins de comparação.

2. METODOLOGIA

Para executar a criação da malha e a injeção de fluidos é preciso simular como o reservatório e os fluidos irão reagir, qual será o fator de recuperação desse reservatório, o volume acumulado de óleo, as distribuições volumétricas e a temperatura das fases no reservatório. Para este fim, utilizou-se o pacote comercial *ANSYS CFX 18.1*. Nesta ferramenta são inseridas as características do reservatório, como comprimento e profundidade; o tipo de malha, ou seja, a quantidade de poços e a distância entre eles e a parede do reservatório e, ainda, o fluido a ser injetado.

O modelo utilizado foi de um reservatório homogêneo, cujas dimensões são 300 metros de comprimento, 300 metros de largura e 5 metros de altura. O raio dos poços é de 0,1 metros. Como parte do objetivo deste estudo, foram utilizados dois modelos de injeção, o de linhas

diretas e linhas esconsas. A malha representativa de ambos os modelos está representada na Figura 1.

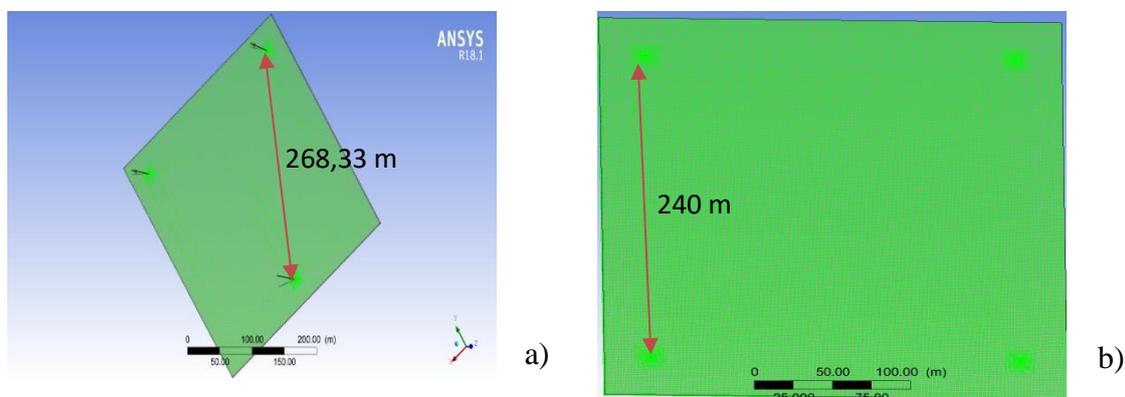


Figura 1 – Malha representativa: a) em linhas esconsas e b) linhas diretas. Próprio autor.

Para a modelagem matemática e a representação do movimento dos fluidos, utiliza-se as equações usuais de conservação de massa, energia e momento, aplicando as propriedades dos fluidos e suas condições iniciais [5]. A viscosidade é uma propriedade que está diretamente relacionada com a temperatura e, conhecer as propriedades da água injetada e do óleo são de suma importância. Para isso, na simulação térmica adotou-se temperatura de 423 K para a água injetada e 385 K para o óleo, de grau API 30, considerado óleo leve e de baixa viscosidade.

As Equações 1 e 2 foram utilizadas para que se pudesse determinar as viscosidades da água e do óleo, assim como a temperatura em graus Fahrenheit (Equação 3).

$$\mu_{\text{água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547T_f)T_f - 1000} \quad (1)$$

$$\mu_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp\{\exp[11,7613 - 2,099 \ln(T_f)] - 1,05\} \quad (2)$$

$$T_f = 1,8T_K - 459,67 \quad (3)$$

Tem-se que T_f é em graus Fahrenheit e T_K é na escala Kelvin. Ambas as equações são aplicadas num intervalo de temperatura de 295 a 500 K [5].

As condições de contorno foram utilizadas para concluir o modelo matemático proposto e inseridas no CFX-PRE 18.1. A Tabela 1 descreve tais condições.

Na simulação térmica, adotou-se condições de superfícies impermeáveis nas faces e nas paredes dos poços injetor e produtores, assim, as componentes de velocidades nas três direções são nulas. O escoamento é laminar e bifásico, em que se aplica uma variação do modelo água-óleo, no qual a fração de gás é muito menor que a de óleo, podendo ser desprezada.

Tabela 1 – Condições de contorno sobre as fronteiras do reservatório.

Propriedades físicas		
Pressão estática (psi)	2000	Poço produtor
Vazão mássica de água (kg/s)	0,577	Entrada do poço injetor
Fração volumétrica	1	Água – Entrada do poço injetor
Fração volumétrica	0	Óleo – Entrada do poço injetor
Pressão do reservatório (psi)	3441,9	
Temperatura (°F)	233,24	Óleo no reservatório
Fração volumétrica inicial	0	Água
Fração volumétrica inicial	1	Óleo leve

As Tabelas 2 e 3 mostram as propriedades dos fluidos e do meio poroso.

Tabela 2 – Propriedades do óleo e da água.

Propriedades físicas	Fase contínua (petróleo)	Fase contínua (água)
Massa molar (kg/kmol)	105,47	18,02
Densidade (kg/m ³)	876,16	997,0
Viscosidade dinâmica (cp)	2	0,0008899
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	0,6069
Calor específico (J/kg.K)	2092	4181,7
Pressão	constante	1

Tabela 3 – Propriedades do meio poroso.

Propriedades físicas	Rocha
Permeabilidade (m ²)	1.10 ⁻¹³
Porosidade	0,20
Coefficiente de perda de resistência (K_{loss})	0

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A malha foi gerada a partir do ICEM CFD 18.1 e a simulação foi feita no CFX Solver 18.1 admitindo-se condições térmicas de injeção de água. Os poços possuem raio de 0,1 metro e o intervalo canhoneado equivale a 5 metros.

Para que se pudesse analisar a recuperação de óleos leves, utilizou-se o método de recuperação com injeção contínua de água na temperatura de 422 K. Teoricamente, o principal objetivo da injeção de água quente é reduzir a viscosidade do óleo, facilitando a sua expulsão do reservatório e conseqüentemente, obter uma melhora na eficiência de varrido e de deslocamento [1].

As Figuras 2 e 3 são uma representação da região de altura intermediária do reservatório (2,5 metros), em que se pode observar as saturações de óleo para intervalos de tempo distintos, já que, devido a efeitos gravitacionais, o caminho percorrido pela água tende à base do reservatório, portanto, para se obter valores médios de saturação, o ideal é que se observe o

comportamento no meio do reservatório [6].

É possível observar que, à medida que se injeta água na formação, a imiscibilidade total dos fluidos e o aumento de volume que ocorre dentro do reservatório levaram a água a expulsar o óleo e ocupar o espaço antes ocupado por ele. Assim, pode-se comprovar que o avanço do fluido injetado pelo reservatório está condizente fisicamente com o aumento de água no domínio [1]. Analisando as Figuras 2 e 3, conclui-se que a partir de 9600 horas há um aumento significativo da área horizontal ocupada pela água, assim como um preenchimento maior dos poros e conseqüentemente, aumento da saturação.

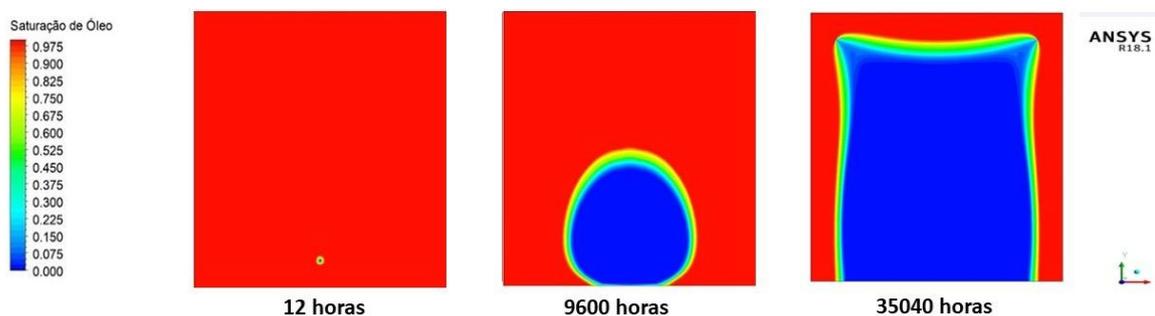


Figura 2 – Saturação de óleo para diferentes tempos na configuração em linhas esconsas. Próprio autor.

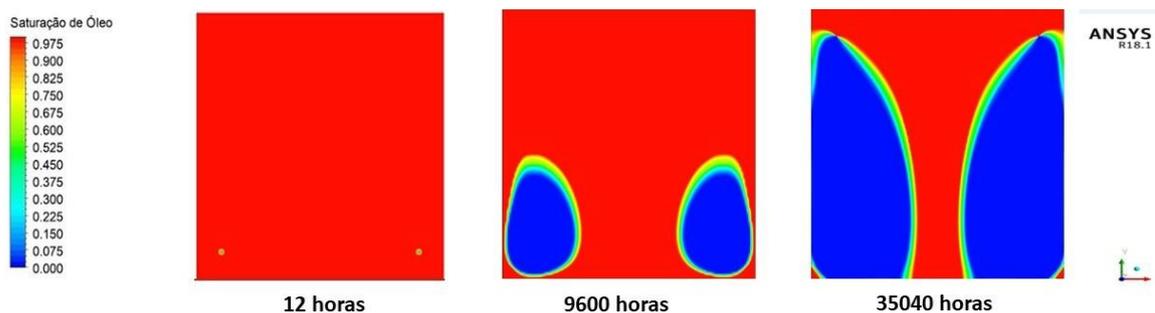


Figura 3 – Saturação de óleo para diferentes tempos na configuração em linhas diretas. Próprio autor.

A água injetada desloca-se de baixo para cima, em direção aos poços produtores. Essa tendência de deslocamento pode estar associada à densidade dos fluidos, ação da gravidade, porosidade e permeabilidade da rocha [6]. Nota-se também que o avanço da água injetada assume perfil simétrico e vai crescendo à medida que o tempo passa. Esse movimento pode ser justificado devido à diferença de pressão – considerada constante –, em que a pressão no poço injetor é maior que nos poços produtores. No tempo $t = 15000$ horas, o fluxo de água já atinge os poços produtores para ambos modelos, indicando que a saída não é 100% de óleo, havendo uma combinação óleo-água e nas áreas periféricas, existe uma mistura. A saturação de óleo diminui ao final da produção, indicando que o óleo foi produzido e que a água varreu boa parte do reservatório.

No final da simulação, em que $t = 35040$ horas, nota-se que a maior parte da área do reservatório está cheia de água com saturação de óleo elevada, o que infere que o óleo foi

deslocado da formação devido à imiscibilidade entre estes fluidos. Essa imiscibilidade também é responsável por manter a pressão do reservatório. Observa-se também que há um fluxo contínuo e a água passa a ser a nova ocupante da região porosa. Neste ponto, ocorre o chamado *breakthrough* ou erupção, que é quando a frente de avanço atinge o poço produtor, aumentando a razão água/óleo (RAO). Após o *breakthrough*, a RAO continua a crescer até atingir níveis que inviabilizam economicamente a continuação da produção. Neste ponto, o poço produtor deve ser fechado ou eventualmente transformado em um poço de injeção [1].

A distribuição de pressão ao longo do tempo também foi um parâmetro observado, uma vez que a o aumento da pressão em poços injetores podem resultar em danos no reservatório, como fraturas [7]. A Figura 4 ilustra essa distribuição de pressão.

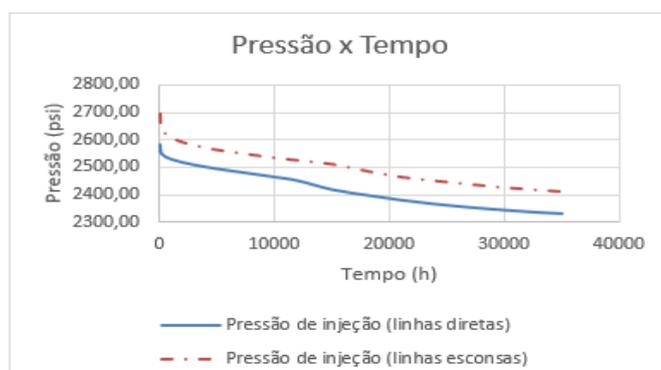


Figura 4 – Distribuição da pressão ao longo do tempo. Próprio autor.

No caso da pressão de injeção (Figura 4), a vazão de injeção foi mantida constante e a pressão foi caindo ao longo do tempo para ambos os casos. O fluido injetado possui viscosidade menor que o fluido presente no reservatório, logo, foi requerido ao longo do tempo valores menores de pressão, o que justifica o comportamento do gráfico.

A eficiência de varrido (%EV) é a relação entre o volume poroso invadido pela água e o volume poroso total, logo, quanto maior a %EV, maior é a área varrida do reservatório pela água e maior a produção de óleo [6]. A Figura 5 mostra o comportamento da eficiência de varrido *versus* volume injetado adimensional para ambos os casos. Até o instante do *breakthrough*, para um volume injetado adimensional até 0,1 a curva comporta-se de forma linear. Isso pode ocorrer porque o volume de água injetado no reservatório possui valor bem próximo ao volume de água no reservatório. Pela Figura 5, na configuração em linhas esconsas, a maior eficiência de varrido é alcançada para um menor volume injetado, em comparação com a configuração em linhas esconsas, como por exemplo, para um mesmo volume injetado de 70000, a %EV para linhas esconsas é 61% contra 58% para a configuração em linhas diretas.

Um melhor desempenho é encontrado em relação à fração de óleo recuperada (%FR) para o caso da configuração em linhas esconsas, podendo chegar até 5% a mais para o tempo final de 35040 horas de simulação, do que na configuração em linhas diretas, como mostra a Figura 6.

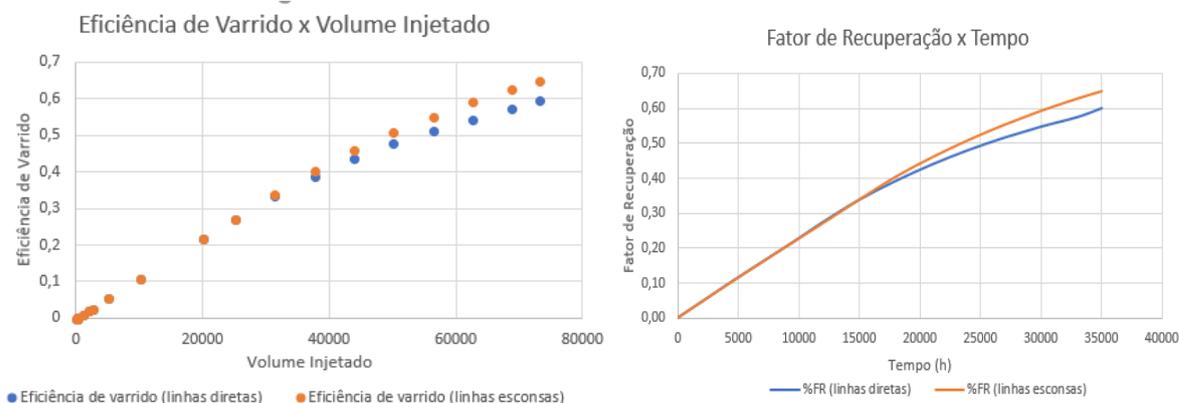


Figura 5 – Eficiência de Varrido. Próprio autor.

Figura 6 – Fração Recuperada. Próprio autor.

O comportamento das vazões de óleo e de água produzidos em função do tempo de injeção foram analisados em cada caso, como mostra a Figura 7. A vazão de água é constante e igual a zero até o instante de *breakthrough* (BT), em que a água começa a ser produzida e conseqüentemente a produção de óleo vai diminuindo. Para a configuração em linhas diretas, o BT acontece mais rapidamente, aproximadamente em um tempo de 12000 horas enquanto que em linhas esconsas, ele acontece por volta de 15000 horas. Observa-se também que o volume de água produzido é maior e tem sua produção mais precoce no caso em que o BT acontece mais rápido. Isso pode ser explicado em conseqüência de uma maior razão de mobilidade [6].



Figura 7 – Comportamento das vazões de água e de óleo em relação ao tempo de injeção. Próprio autor.

4. CONCLUSÕES

Analisando as configurações utilizadas, observa-se que distribuir melhor os poços

injetores em uma malha resultam numa maior eficiência de varrido (aproximadamente 3%) e consequente aumento no fator de recuperação, de 5%, e isso é alcançado quando utiliza-se a injeção em linhas esconsas. Nessa configuração, o óleo leva mais tempo para atingir o BT (3000 horas a mais), o que é positivo para o fator de recuperação do óleo e a eficiência de varrido. Em relação à variação da pressão no decorrer do tempo, nota-se que a pressão média no reservatório decai à medida em que se produz óleo e essa queda é mais acentuada quando se utilizam dois poços injetores.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se fazer a simulação térmica para um óleo de baixo grau API a fim de observar melhor como o método se comporta nesta situação. Também é recomendado utilizar outros fluidos para a recuperação, como água de produção e injeção de vapor.

5. REFERÊNCIAS

- [1] NAVEIRA, L. P. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COOPE, Rio de Janeiro, 2007.
- [2] AMORIM N.P.; ASSIM D.C.A; SILVA N.S., **Estudo de Predição de Projetos de recuperação de petróleo por injeção contínua de águas e gás: Campo de East Unity, Bacia de Muglad**, HOLOS, Maceió, Alagoas, 2017.
- [3] VALENTIM, P.C.: **Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório com características do nordeste brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- [4] MEDEIROS, K. R. C.: **Análise da Influência do Layout de Malha na Produção de um Reservatório de Óleo Leve Submetido à Injeção de Água**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- [5] CUNHA, A.L.: **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. Dissertação de Mestrado, Campina Grande, Paraíba, 2010.
- [6] ROSA, A. J. R. S. CARVALHO e J. A. D. XAVIER: **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [7] MATTE, A. C.: **Métodos Especiais de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Dióxido de Carbono Gasoso e Seus Processos Derivados**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.