

COMPARAÇÃO DO USO DO MÉTODO TÉRMICO DE RECUPERAÇÃO PARA ÓLEOS DE DIFERENTES GRAUS API A PARTIR DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Bianca Gabriel de Souza ^[1]; Karolline Dewanele Santana Rocha ^[2]; Acto de Lima Cunha ^[3]; Hariel Udi Santana Mendes ^[4]

^[1] Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – bianca.sba@hotmail.com

^[2] Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – karol_dewanele@hotmail.com

^[3] Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – actolimacunha@yahoo.com.br

^[4] Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – harieludi@hotmail.com

RESUMO

Os métodos de recuperação secundários foram desenvolvidos para complementar a energia do reservatório, quando esta não é suficiente para trazer o óleo até a superfície. Devido à relativa simplicidade, baixo custo e disponibilidade do fluido, a injeção de água é o método mais utilizado no mundo. Para o caso de reservatórios de óleos pesados os métodos térmicos são mais utilizados pois agem principalmente reduzindo a viscosidade do óleo, melhorando sua mobilidade e, conseqüentemente, sua recuperação. Esse trabalho busca comparar a injeção de água aquecida em reservatórios de óleos com diferentes °API, a partir da análise de fatores como eficiência de varrido, fração recuperada e volume acumulado de produção, através de simulação computacional usando como ferramenta o software comercial ANSYS CFX 18.1. Foi gerada uma malha em linha direta contendo dois poços produtores e dois poços injetores e simulada a injeção contínua de água aquecida em um período de 4 anos. Segundo a literatura, a eficiência do método é inversamente proporcional ao grau API do petróleo, o que pode ser corroborado, visto que a eficiência de varrido e fração recuperada apresentaram valores maiores para o caso de menor grau API.

Palavras-chave: Simulação computacional, métodos de recuperação, processo térmico, eficiência de varrido, fração recuperada.

1. INTRODUÇÃO

A energia natural de um reservatório de petróleo nem sempre é suficiente para elevá-lo até a superfície, e mesmo quando é, essa energia vai se esgotando à medida que o óleo vai sendo produzido, fazendo-se necessária a implementação de uma forma suplementar de energia. Os métodos de recuperação secundária de petróleo visam incrementar a energia do reservatório ou tornar mais eficiente a energia natural (primária) deste e podem tornar viáveis campos maduros (OLIVEIRA, 2016).

Rosa (2006) divide os métodos de recuperação secundária em métodos convencionais e especiais. Como método dito convencional tem-se a injeção de água e de gás, que apenas deslocam os fluidos presentes nos poros. Já os métodos especiais agem no próprio fluido

alterando suas características ou a interação fluido-rocha, dentre eles destacam-se os métodos térmico, químico, miscível e microbiológico, entre outros.

A injeção de água é o método mais amplamente utilizado devido ao seu baixo custo quando comparado a outros métodos, pela abundância da fonte, principalmente em cenários *offshore*, boa eficiência e operação relativamente fácil. Nesse método, não há mistura entre o fluido injetado e o óleo, a água desloca o óleo em direção ao(s) poço(s) produtor(es) (ROSA, 2006).

Entretanto, no caso de reservatórios de óleos viscosos, os métodos convencionais podem não ser tão eficientes, pois a alta viscosidade dificulta a movimentação do óleo. Além disso, a maior mobilidade do gás e da água em relação ao óleo reduz a eficiência de varrido. A alternativa mais indicada para esses casos é o uso método de recuperação especial térmico (BARILLAS, 2005).

O método térmico consiste no aquecimento do reservatório através de combustão *in-situ* ou injeção de um fluido quente, normalmente faz-se injeção de água (líquida ou na forma de vapor). A adição de temperatura traz alguns benefícios como diminuição da viscosidade, dilatação térmica e formação de solvente, que acarreta em aumento das eficiências de varrido e deslocamento, melhorando o fator de recuperação. Segundo a literatura, a redução da viscosidade é mais acentuada em óleo de baixo °API, que normalmente também são mais viscosos. Assim, quanto mais pesado o óleo, mais eficiente o método (ROSA, 2006).

Dessa forma esse trabalho visa a comparação de duas situações de injeção de água aquecida como método de recuperação especial para diferentes °API para análise da influência desse parâmetro na recuperação do óleo.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo físico

Para desenvolver esse trabalho foi utilizada a ferramenta computacional ICEM-CFD 18.1 da plataforma ANSYS®, onde foi modelado um reservatório com dimensões quadráticas de 300m x 300m x 5m. No reservatório, quatro poços foram distribuídos da seguinte forma: dois poços produtores espaçados 240m entre si e dois poços injetores espaçados também 240m entre si. Cada poço tem 20cm de diâmetro e a geometria da malha é linha direta com 240m de distância entre os poços produtores e injetores, como ilustrado na Figura 1(a). Sendo feita a simulação de 35040 horas de injeção, correspondente a 4 anos, para dois casos: óleo do reservatório com 17 e 30 °API.

Analisando a Figura 1(b), pode-se perceber que foi realizado um refinamento da malha nas proximidades dos poços, aumentando a confiabilidade e precisão dos resultados do modelo, pois a pressão e a velocidade do fluxo são maiores nessa área, geralmente provocando erros. A malha é constituída por 268.800 nós que deram origem a 300.115 elementos de malha.

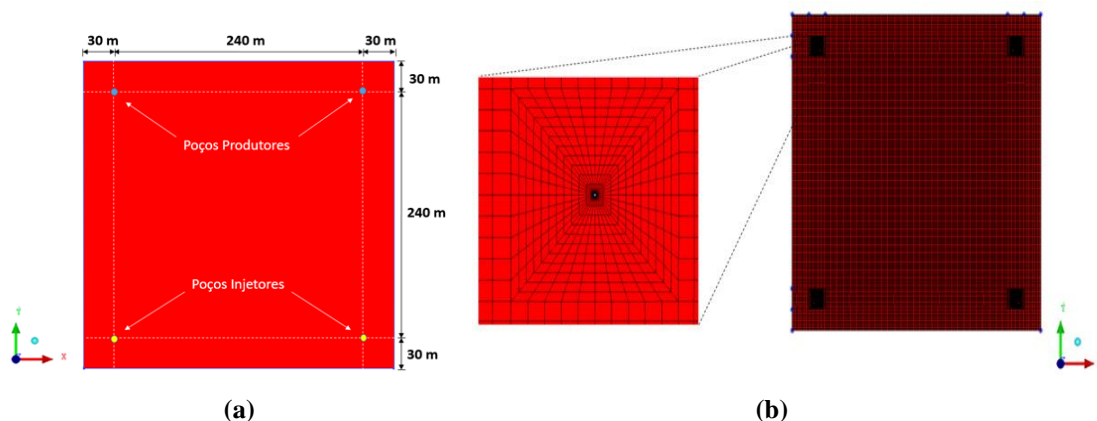


Figura 1 - (a): Ilustração do esquema de poços e dimensões do modelo utilizado; **(b):** Malha representativa do reservatório. Próprio autor.

2.2 Modelagem matemática

Para descrição do modelo matemático de escoamento em meios poroso foi utilizada uma generalização das equações de conservação de massa (2.1), quantidade de movimento (2.2) e de energia (2.4) e a lei de Darcy generalizada (2.5). As equações de Navier-Stokes, são equações diferenciais que descrevem o movimento de fluidos e estabelecem que as mudanças no momento linear e aceleração de uma partícula fluida são o produto das mudanças na pressão e forças viscosas dissipativas que atuam dentro do fluido (CUNHA, 2010).

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial (\phi \rho \vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \phi (\mathbf{K} \vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T)) + S_i^M \quad (2.2)$$

Onde t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é a densidade volumétrica, \mathbf{K} é o tensor porosidade de área, μ_e é a viscosidade efetiva e S_i^M a fonte de quantidade de movimento linear, que no ANSYS CFX 18 é dado pela equação (2.3), onde C^{R1} é o coeficiente linear de resistência, C^{R2} é o coeficiente de resistência quadrática, S_i^{Spec} representa outras fontes de quantidade de movimento relacionadas com as espécies presentes e U e U_i , velocidades superficiais.

$$S_i^M = -C^{R1} U_i - C^{R2} |\vec{U}| \vec{U}_i + S_i^{Spec} \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad (2.4)$$

$$-\frac{\partial p}{\partial x_i} = \frac{\mu}{K} U_i + K_{loss} \rho |\vec{U}| \vec{U}_i \quad (2.5)$$

Sendo P a pressão, μ a viscosidade dinâmica do fluido e \vec{U} a velocidade de Darcy – definida como uma velocidade superficial considerando um meio contínuo e poros interconectados e desprezando os detalhes de estruturas porosas –, K_{loss} o coeficiente empírico de perda, que no ANSYS CFX 18 tem valor nulo, já $\frac{\mu}{K}$ não pode ser igual a zero.

Os coeficientes C^{R1} (2.6) e C^{R2} (2.7) podem ser obtidos a partir da comparação das equações (2.3) e (2.5) e utilização das velocidades reais no lugar de velocidades superficiais e são expressos por

$$C^{R1} = \frac{\mu}{K} \quad (2.6)$$

$$C^{R2} = K_{loss} \rho \quad (2.7)$$

2.3 Características do reservatório

As condições iniciais do meio poroso e fluidos nele contidos são apresentadas nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Propriedades dos fluidos.

Propriedades físicas	Petróleo		Água
	°API 17	°API 30	
Densidade (kg/m ³)	952,86	876,16	997,0
Calor específico (J/kg.K)	2092		418407
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143		0,6069
Viscosidade dinâmica (cP)	2		0,000252964
Massa molar (kg/kmol)	105,47		18,02

Tabela 2: Propriedades do meio.

Propriedades físicas	Meio poroso
Permeabilidade (m ²)	1x10 ⁻¹³
Porosidade	0,2
Coeficiente de perda de resistência - K_{loss}	0

A definição das condições de contorno adotadas nas fronteiras do reservatório é necessária para que seja possível a aplicação das equações mostradas anteriormente.

- I. Nas faces superior, inferior e lateral, representativas das fronteiras do reservatório foi adotada a condição de superfície impermeável. Para as paredes dos poços utilizou-se a condição de paredes adiabáticas.
- II. Nos poços produtores foi considerada 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 0,289 kg/s e fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para o óleo. E temperatura de 300°F para a água injetada.

IV. No que se refere ao reservatório, 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 leve e temperatura de 233,24°F para o óleo no reservatório.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para analisar a frente de avanço da água, utilizou-se um plano no meio do reservatório ($z = 2,5\text{m}$), determinando a fração volumétrica de água e óleo nesse plano. Observa-se que a injeção de água se dá de forma radial. Isso se deve à homogeneidade do reservatório (porosidade e permeabilidade). Como pode se observar pelas Figura 2 e 3, houve queda da fração volumétrica de óleo ao longo do tempo de injeção, o que demonstra que a água realizou uma boa eficiência de varrido no espaço entre os poços.

Foi escolhido o meio do reservatório pois a água segue um caminho preferencial para a base do reservatório, isso acontece por causa da diferença de densidade entre os fluidos e do efeito da gravidade. Assim, no meio do reservatório encontram-se os valores médios de saturação.

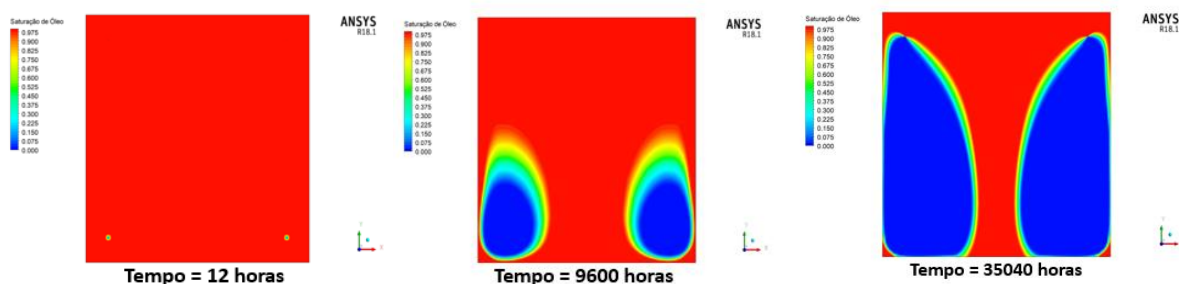


Figura 2: Saturação de óleo nos respectivos tempos de injeção para °API 17. Próprio autor.

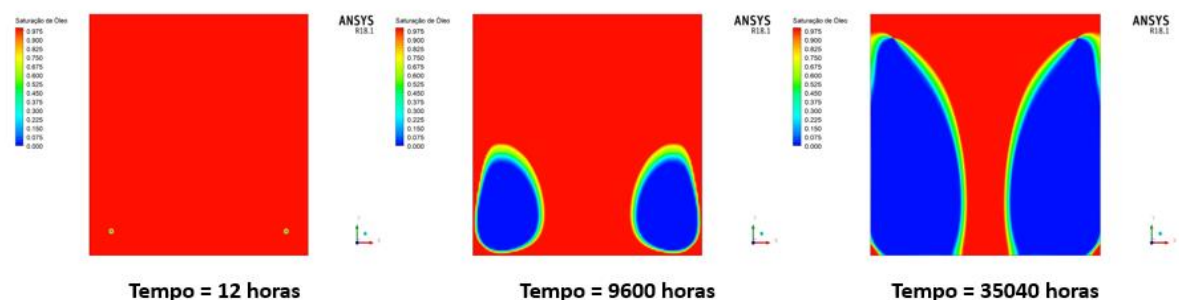


Figura 3: Saturação de óleo nos respectivos tempos de injeção para °API 30. Próprio autor.

A eficiência de varrido é dada pela razão entre o volume poroso invadido pela água e o volume poroso total, dando assim uma boa perspectiva da eficiência do método: quanto maior for esse valor, maior a área do reservatório que foi afetada pelo método de recuperação e,

consequentemente, maior a quantidade de óleo produzido. Na Figura 4 podemos observar que a eficiência de varrido é maior para o óleo com 17°API, mantendo aproximadamente 6% maior que para o óleo com 30°API para um mesmo volume de água injetado durante toda a simulação.

Também pode ser observado o melhor desempenho para o caso do óleo com °API 17 ao analisar o comportamento da fração de óleo recuperada, ilustrada na Figura 5, chegando a 65,6%, enquanto para o °API 30 o máximo valor alcançado foi de 59,9%.

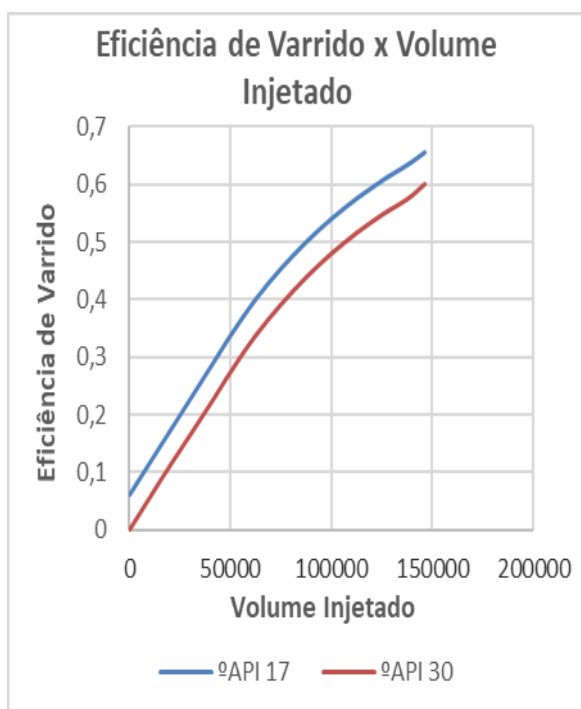


Figura 4: Comportamento da eficiência de varrido com a variação do volume de água injetado.

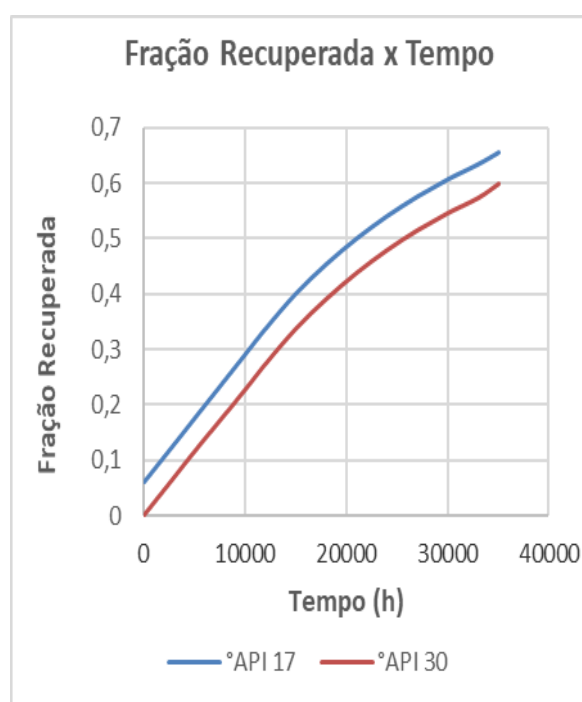


Figura 5: Comportamento do fator de recuperação com o tempo para cada caso.

As vazões de água e óleo produzidas para cada tempo são mostradas na Figura 6 para os dois casos. Como esperado, a vazão de água é nula até quando ocorre o *breakthrough*, que é quando a frente de avanço da água atinge o poço produtor. A partir desse instante, água começará a ser produzida e sua vazão aumentará gradativamente, enquanto a produção de óleo diminui, o que pode ser observado na Figura 7. Também se nota que o volume de água produzido é maior para o óleo mais leve, assim como sua produção começa mais cedo, isso se dá pela maior razão de mobilidade desse caso.

Nota-se, pelas Figuras 6 e 7, que o *breakthrough* ocorreu em, aproximadamente, 12000h. Além disso, ao se observar o comportamento da curva de volume de água produzido é possível notar que para o óleo de grau API 30 o volume é maior para um mesmo tempo.

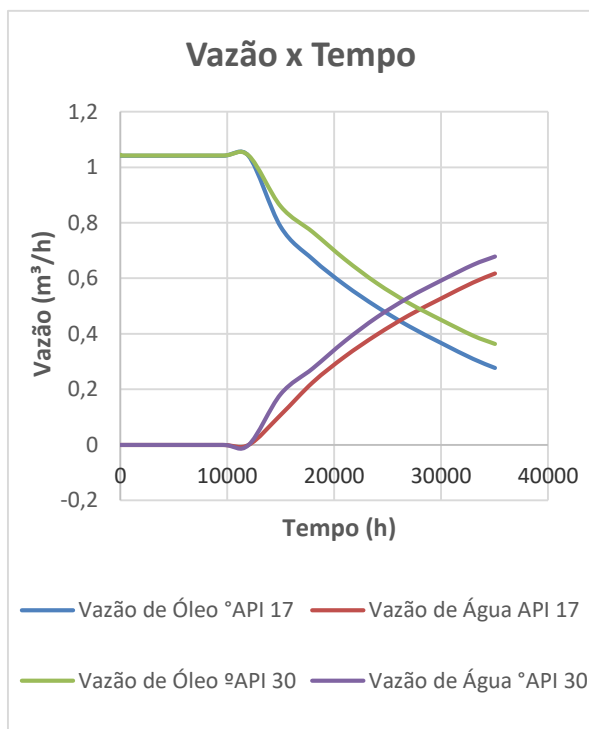


Figura 6: Comportamento das vazões de água e óleo produzido por tempo.

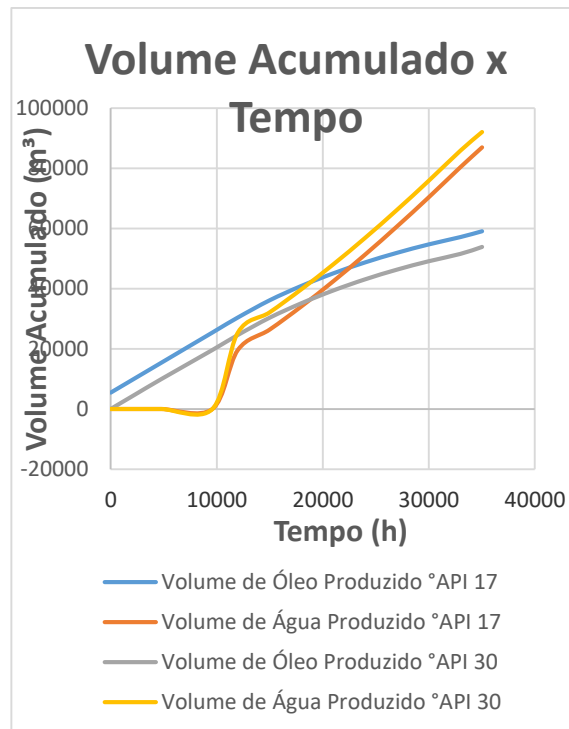


Figura 7: Comportamento dos volumes de água e óleo produzidos com o tempo

5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos foram condizentes com o esperado, uma vez que os métodos térmicos de recuperação de petróleo foram desenvolvidos para óleos viscosos, logo são mais eficientes para reservatórios de óleos de menor °API, que normalmente possuem maiores valores de viscosidade.

- O caso do reservatório com °API 17 apresentou menor volume de água produzido, 86919,6 m^3 , enquanto para o °API 30 o volume foi 92089,28 m^3 ;
- O óleo mais pesado levou mais tempo para atingir o *breakthrough*, o que tem efeito positivo sobre a eficiência de varrido e, conseqüentemente, na recuperação do óleo;
- A fração de óleo recuperada manteve aproximadamente 6% maior para o óleo de °API 17.

6. REFERÊNCIAS

- [1] CUNHA, A. L. **RECUPERAÇÃO AVANÇADA NÃO-ISOTÉRMICA DE ÓLEO PESADOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA.** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, Campina Grande, Paraíba, 2010.

- [2] BARILLAS, J. L. M. **ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM POÇOS HORIZONTAIS**, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.
- [3] ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2011.
- [4] OLIVEIRA, G. R. C. de. **ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE UM CAMPO MULTIZONA SUBMETIDA À INJEÇÃO DE ÁGUA**, Curso de Engenharia de Petróleo, UFRN, 2005.