

3.02.99 - Engenharia de Minas

ANÁLISE DE DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS NOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO

Thayse C. S. de Lima¹, Glydianne M. D. Fernandes²

1. Estudante do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade de Alagoas (UFAL)
2. Professor do Curso de Engenharia de Petróleo (UFAL) - Departamento Centro de Tecnologia (CTEC)/Orientadora

Resumo

A recuperação avançada de petróleo surgiu da necessidade de se retirar o óleo que ainda permanece no reservatório após a recuperação primária. Os métodos de recuperação avançada de natureza térmica promovem a recuperação do óleo através da inserção de energia térmica dentro do reservatório. O aumento da temperatura faz com que o óleo tenha a sua viscosidade reduzida, melhorando assim, sua locomoção em direção aos poços de produção. A partir da simulação numérica de reservatórios serão analisados diferentes parâmetros de reservatórios e de configurações de poços, com a finalidade de analisar a viabilidade dos métodos estudados. O objetivo desse estudo é obter uma otimização e um aumento no fator de recuperação dos reservatórios com a introdução de novos parâmetros operacionais, que relacionados com alguns fatores, podem apresentar uma melhor viabilidade técnico-econômica na recuperação do óleo.

Palavras-chave: Simulação numérica de reservatórios; injeção de vapor; fator de recuperação.

Trabalho selecionado para a JNIC: UFAL

Introdução

O setor petrolífero está enfrentando desafios na busca de novas tecnologias para aprimorar a exploração de campos maduros e reservatórios de óleo pesado, uma vez que as descobertas de novas jazidas já não são tão frequentes principalmente no Nordeste brasileiro. Com o objetivo de elevar o fator de recuperação de óleo em seus reservatórios, levando em consideração também a viabilidade técnico-econômica, foram desenvolvidos os métodos de recuperação, que atuam retirando o óleo que ainda permanece no reservatório após a recuperação primária.

Os métodos de recuperação avançada são tecnologias que ainda estão em desenvolvimento e são caracterizados pela injeção de fluidos especiais como gases miscíveis, produtos químicos, microrganismos e/ou fornecimento de energia térmica ao reservatório (SHENG, 2011). Essa última característica constitui o princípio dos métodos térmicos, cuja atuação resulta numa redução da viscosidade do óleo e aumento da mobilidade da fase no meio poroso de forma a conseguir um escoamento mais eficiente até o poço produtor. A injeção de vapor é o método térmico mais utilizado atualmente pela indústria e, no Brasil, é aplicado principalmente no Nordeste (RODRIGUES, 2008).

O presente trabalho tem como objetivo principal avaliar a viabilidade da aplicação de métodos térmicos de recuperação de reservatório de petróleo em campos de óleos pesados do Nordeste brasileiro. Para isso foi considerado o mecanismo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), por ser uma tecnologia recente e que vem apresentando sucesso para recuperação de óleos pesados em outros países. O SAGD é uma técnica que consiste na injeção contínua de vapor no reservatório, através de dois poços horizontais, um acima do outro e paralelos entre si. O poço que está acima atua como injetor e o fluido injetado forma uma câmara de vapor que expande atingindo os limites do reservatório e sua temperatura elevada faz com que a viscosidade do óleo seja reduzida, e ele seja drenado pela ação das forças gravitacionais em direção ao poço produtor que se encontra abaixo (FERNANDES, 2016).

Metodologia

Com o intuito de tornar o método SAGD mais adequado e eficiente na região estudada, foram sugeridas algumas alterações técnicas no método SAGD padrão, como a utilização de poços injetores verticais e do método da injeção alternada de vapor e água (WASP). O programa computacional escolhido para realizar simulações numéricas do reservatório neste trabalho foi o *Launcher*, da empresa *Computer Modeling Group-CMG*, que tem alta aplicabilidade na indústria do petróleo para esse tipo de análise.

O modelo base escolhido para o presente estudo foi o SAGD padrão, esse modelo conta com um reservatório homogêneo, tridimensional, com malha cartesiana. O reservatório em questão tem seus limites fechados ao fluxo de fluidos e assim, são feitas as seguintes considerações:

- Só existem as fases aquosa, oleica e gasosa;
- Existem três componentes: óleo (hidrocarbonetos pesados), água e gás (hidrocarbonetos leves);

- A fase oleica é composta pelos componentes gás e óleo;
- A fase aquosa é composta só por água;
- A fase gasosa pode conter água e gás;
- As reações químicas não foram consideradas neste modelo;
- Não existem sólidos nos fluidos a serem considerados.

Para a construção de um modelo de reservatório representativo, o fluido considerado neste trabalho apresenta características próximas ao encontrado no nordeste brasileiro, foi adotado o modelo de fluido composicional, que considera as composições das diversas fases presentes no meio poroso, além da temperatura e pressão, admitindo a viscosidade do óleo 714 cP. As propriedades da rocha reservatório consideradas para permeabilidade horizontal foi de 1000 Kh (mD), permeabilidade vertical de 100 Kv(mD), porosidade de 30%, temperatura inicial do reservatório de 37.8°C, média da saturação inicial de água conata (Swcon) de 36 %, contato água-óleo de 220 m, profundidade do reservatório de 220 m, condutividade térmica da rocha de 1.72 W/mk, condutividade térmica da água de 0.63 W/mk, condutividade térmica do óleo de 0.13 W/mk, e condutividade térmica do gás de 0.043 W/mk (FERNANDES, 2016).

De acordo com os estudos de Fernandes (2016), as condições de operação do modelo base considerado no estudo foram de 287.7 °C para a temperatura do vapor, 50% para o título do vapor, 7198.1 KPa (1043.9 psi) para pressão máxima no poço injetor, 196.5 Kpa (28.5 psi) para pressão mínima no poço produtor, 100 ton/dia para vazão máxima de vapor, 120 m³std/dia para vazão máxima de produção de óleo, 5 m de distância entre o poço injetor e o poço produtor, e 510 m de comprimento dos poços.

Resultados e Discussão

As configurações de métodos e/ou poços utilizados para as simulações numéricas analisadas em reservatórios com características semelhantes aos do nordeste brasileiro foram: método padrão de recuperação de drenagem gravitacional assistida por Vapor (SAGD), injeção alternada de água e vapor (WASP) e o SAGD com dois injetores verticais (SAGD-2V).

Análise comparativa entre as configurações de injeção de vapor contínua e alternada de água e vapor (WASP) para os processos SAGD e SAGD-2V

A comparação entre o desempenho dessas configurações é necessária, pois possibilita avaliar as receitas obtidas com a utilização de cada técnica numa estratégia de recuperação em projeto de prospecção de óleo (NAKAJIMA, 2003). Além disso, existe a possibilidade da adaptação de poços verticais já existentes nos campos de produção de petróleo para realizar a drenagem gravitacional, podendo reduzir os custos com perfuração.

Sendo assim, foram consideradas as análises de Fernandes 2011 para a adaptação do modelo do SAGD convencional, no qual o poço injetor horizontal foi substituído por dois poços injetores verticais (SAGD-2V) para verificar o reflexo na produção acumulada de óleo obtida. A **Figura 1** mostra as curvas desse sistema para diferentes vazões de injeção.

Em seguida, foram comparados na **Figura 2** os comportamentos das curvas do fator de recuperação com o tempo para os sistemas SAGD padrão e SAGD WASP, considerando injeção à 200 ton/dia, por ser uma vazão relacionada a maiores produções acumuladas de óleo para esses métodos.

Figura 1 - Gráfico da produção acumulada de óleo versus tempo - configuração SAGD-2V para as vazões de injeção de vapor de 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia.

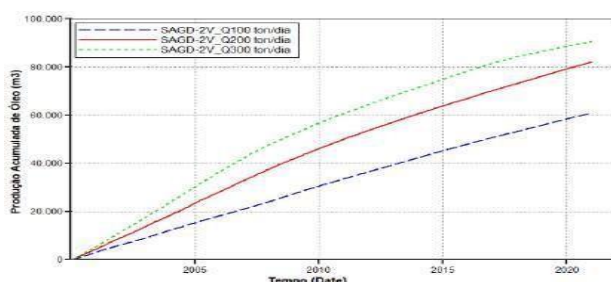
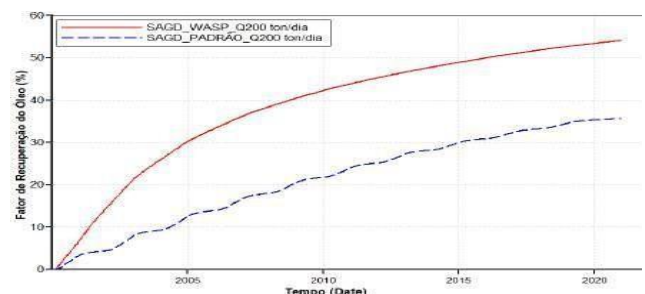


Figura 2 - Gráfico do fator de recuperação de óleo versus tempo - configurações SAGD padrão e SAGD WASP para vazão de injeção de vapor de 200ton/dia.



Nota-se que a produção de óleo aumenta à medida que se injeta maior volume de vapor, visto que as câmaras de vapor partem dos poços injetores e expandem até se encontrarem, atingindo grande parte da região do reservatório. Dessa forma, para a configuração SAGD-2V, a maior vazão considerada, 300 ton/dia, foi a que produziu maior volume de óleo, num período de 20 anos.

Uma alternativa para elevar a produção de óleo, seria adaptar e empregar os poços verticais já existentes para métodos térmicos de recuperação de reservatório com injeção de vapor, retirando com isso os custos com a perfuração e completação vertical.

A técnica de injeção contínua de vapor pode apresentar algumas limitações ao longo do tempo de operação, tais como: perdas de calor para regiões adjacentes ao reservatório e *breakthrough* (produção do vapor injetado). Dessa forma, o WASP surge como uma alternativa, com injeção alternada de água quente e vapor, aplicada em vários ciclos, melhorando assim, o varrido vertical do reservatório.

Posto isto, foi realizada uma comparação entre o método SAGD padrão e com injeção alternada de água e vapor, baseada nos estudos de Soares Júnior (2017), considerando ciclos subsequentes de seis meses de injeção para cada fluido, para verificar o fator de recuperação de óleo para os dois cenários.

A curva do SAGD WASP apresenta fator de recuperação máximo em torno de 37%, devido às perdas de calor quando se injeta água, esse é um valor baixo se comparado com o SAGD padrão que recupera mais de 50%. Tal diferença pode ser compensada na análise econômica, uma vez que metade dos 20 anos da estimulação do reservatório é através de injeção de água, com custos bem menores quando comparados aos de geração de vapor.

Entretanto, se for considerada uma vazão de 300 ton/dia para os métodos SAGD com injeção contínua de vapor e SAGD WASP, o gráfico da **Figura 3** mostra que desde o início da produção o fator de recuperação de óleo apresenta valores próximos para os sistemas estudados. A partir do décimo ano de projeto, a injeção alternada supera a recuperação de óleo obtida pela injeção contínua de vapor.

A análise foi estendida à configuração com dois poços injetores verticais, SAGD-2V. Para isso, foi simulado o fator de recuperação obtido para os métodos SAGD-2V com injeção contínua de vapor e WASP, para a vazão de 300 ton/dia, apresentados na **Figura 4**.

Figura 3 - Gráfico do fator de recuperação de óleo versus tempo. Configurações SAGD e SAGD WASP para vazão de injeção de vapor de 300ton/dia.

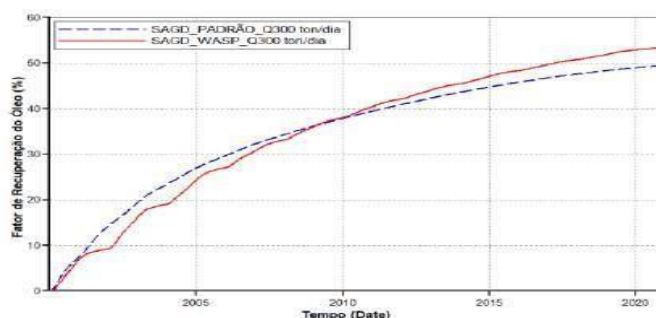
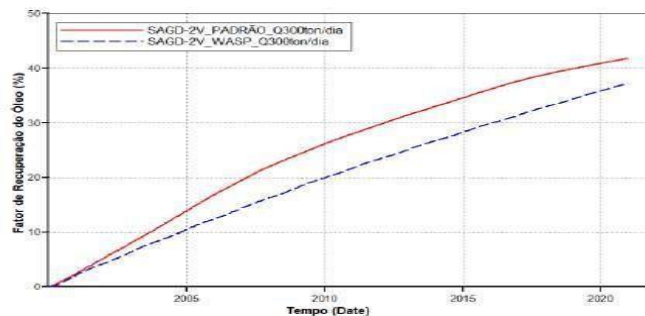


Figura 4 - Fator de recuperação de óleo da configuração SAGD-2V e SAGD-2V WASP para vazão de 300 ton/dia.



Fonte: Autora, 2019.

Observa-se que as simulações para o SAGD-2V e o SAGD-2V WASP, alcançam fatores de recuperação muito próximos no primeiro ano de injeção e que a diferença entre os dois modelos se mantém em menos de 10% para todo período de projeto. Esse fato indica o potencial da utilização do método com injeção alternada, pois os custos com vapor serão reduzidos sem grandes prejuízos na eficiência da recuperação do óleo.

Conclusões

A partir da análise da aplicação de métodos de recuperação térmica em reservatórios de petróleo, utilizando a injeção de vapor, realizada neste trabalho, levando em conta diferentes configurações e parâmetros para um projeto de produção de óleo, conclui-se que:

- A escolha do método de recuperação adequado para um reservatório deve considerar as características da formação geológica e propriedades dos fluidos presentes no meio poroso.

- A injeção de vapor eleva a produção acumulada de óleos pesados, devido ao aquecimento do reservatório que reduz viscosidade do óleo, tornando mais fácil seu deslocamento em direção ao poço produtor.
- O método SAGD-2V se torna viável economicamente, caso possam ser reutilizados poços verticais já perfurados em campos de petróleo, reduzindo os custos com perfuração e completação. Porém, é preciso fazer a análise das condições de produção, pois esse método pode ser viável nos primeiros anos, enquanto ao longo prazo o SAGD padrão pode gerar maior retorno econômico.
- Para perfurações em águas profundas, a utilização de poços direcionais pode inviabilizar o projeto, dessa forma, uma alternativa para melhorar a economicidade da produção de óleo, é a aplicação do método SAGD-2V.
- O custo da geração de vapor será definitivo na escolha de um método térmico de recuperação, para custos elevados, o método WASP deve ser considerado.

Referências bibliográficas

AKINBOYEWA, J. ET AL. **Simulation of Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage in a Field Case Study of a Bitumen Oil Reservoir**. SPE 129963-MS. Abril, 2010.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

BAUTISTA, E.V. **Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)**. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.

BRITO, E. E. F. **Análise da trajetória de poços horizontais em reservatório de óleo pesado**. 181f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da perda de carga e calor no poço injetor no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD)**. Dissertação de Mestrado. Programade Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grandedo Norte, Natal, 2011.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatório do nordeste brasileiro**. Tesede Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

FERRAZ, R.S.B.; BAIDYA, T. K. N.; AIUBE, F.A.L. **Análise de projeto na indústria de Petróleo sob condições de incerteza. Artigo Científico**. XXVI I Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 2007.

HOLM, L. W. **Miscibility and miscible displacement**. *Journal of Petroleum Technology*, v.38, n. 8, p. 817-818, 1986.

KING H. M. **Directional and Horizotal Drilling in Oil and Gas Wells- Methods used to increase production and hit targets that cannot be reached with a vertical well**. Disponível em: <<https://geology.com/articles/horizontal-drilling/>> Acesso em: 20 de agosto de 2019.

NAKAJIMA, L. **Horizontal Wells Performance Optimization on Petroleum Fields Development**. 128f. Dissertação (Mestrado)- Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

NAVEIRA, P. N. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduro e marginais**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 114 p., Rio de Janeiro, 2007.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro. Ed. Interciência, 2006.

SHENG, J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery**: 1. ed. New York: Elsevier Science, 2010.4