

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD).

AUTORES:

THAYSE CAMILA SOUZA DE LIMA, MARIANA BARBOSA MONTEIRO DE CARVALHO, LUÍS FELIPE ALVES PAIVA DE BRITO, ZENILDA VIEIRA BATISTA, GLYDIANNE MARA DIOGENES FERNANDES.

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS – UFAL

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD).

Abstract

The enhanced recovery methods are important to the petroleum industry because they work to remove the oil that remains in the reservoir after the primary recovery. The Steam Assisted Gravitational Drainage, SAGD, is a thermal method of reservoir recovery, which reduces the oil viscosity and improves the oil movement to the productions wells. This method has appeared in Canada and shows positive answers for heavy oils, although it has not been used in Brazil yet. The purpose of this paper is to evaluate the technical economic viability of the method application in heavy oil reservoirs of the Brazilian Northeast considering the continuous and alternating injection of fluids and different configurations of injector wells (horizontal and vertical) to find the most compatible system with the production conditions in this region. This analysis was made to using the STARS (*Steam Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) module of CMG (*Computer Modeling Group*). The economic aspects were calculated with the costs before and during the oil production, relating to the revenue obtained. The Net Present Value (NPV) equation was used due to its high in this applicability in the oil industry. The results showed that the thermal methods with steam injection increase the oil recovery factor in the reservoirs, and then increase the NPV. The SAGD presents the highest NPVs calculated, once it has two horizontal wells (injector and producer), which can drainage a large reservoir area, and thus obtained an accumulated oil production significantly higher than the other methods. In conclusion, the SAGD-2V method, with two vertical injector wells, might be a good option when reuses wells already drilled and inoperative in oil fields. The water alternating steam injection technique, despite having lower oil recovery efficiency than the continuous steam injection, it was in some cases advantageous due to the lower costs associated with steam generation.

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.

De uma forma geral, estes métodos podem ser aplicados para elevar a pressão do reservatório e assim, melhorar ou até mesmo iniciar a recuperação do óleo, aumentar a produção de fluido em um menor tempo, e/ou ainda, dependendo do método, reduzir a viscosidade ou tensão interfacial do óleo presente no reservatório (SANTOS *et al.*, 2010).

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).

A drenagem gravitacional assistida por vapor (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).

Essa técnica vem obtendo sucesso no Canadá e na Venezuela, chegando a recuperar até 70% do óleo inicial ou “*in place*”. No Brasil, esse mecanismo teria grande aplicabilidade em reservatórios de óleos pesados, como os que ocorrem na região Nordeste, e onde se disponha de vapor para injeção, para isso é preciso uma análise da área em potencial para implantação do projeto e por meio de uma avaliação técnico-econômica verificar se o método é o mais conveniente e o que obtém melhores retornos financeiros (BARRILAS, 2008).

O presente trabalho tem como objetivo principal avaliar do ponto de vista técnico-econômico 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 SAGD, por ser uma tecnologia recente e que vem apresentando sucesso para recuperação de óleos pesados em outros países. Com o intuito de tornar esse método 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). Para essa análise, foi utilizada a ferramenta computacional ‘*STARS*’ da empresa *Computer Modeling Group*, adequado para simular métodos térmicos de recuperação, fornecendo dados, como produção acumulada de óleo e fator de recuperação em relação ao tempo de produção. A partir dos dados obtidos, foi realizada uma análise econômica dos casos simulados, utilizando a equação do Valor Presente Líquido para verificar a viabilidade do projeto dos casos analisados.

Metodologia

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. Um dos módulos desse programa que foi utilizado foi o ‘*STARS*’ (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*), simulador trifásico de múltiplos componentes, desenvolvido com a finalidade de simular métodos térmicos de recuperação, sendo a principal ferramenta para esse estudo.

1. Modelo físico do reservatório

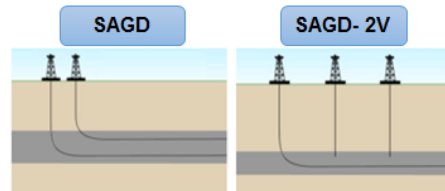
O modelo base escolhido para o presente estudo foi o SAGD padrão, esse modelo conta com um reservatório homogêneo, tridimensional, com malha cartesiana. O reservatório em questão tem seus limites fechados ao fluxo de fluidos e assim, são feitas as seguintes considerações:

- 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.

2. Configurações dos poços

As configurações escolhidas foram o SAGD padrão, e o V-SAGD-2, que conta com dois poços injetores verticais e um produtor horizontal, como ilustra a **Figura 1**. Para a análise dessas configurações foi utilizado os dados do reservatório estudado por Fernandes (2016).

Figura 1 - Configurações para o método SAGD e SAGD-2V.



Fonte: Adaptado de KING, 2018.

Para a construção de um modelo representativo do reservatório para este trabalho, o fluido foi considerado com características próximas ao encontrado no nordeste brasileiro e o modelo de fluido adotado foi o composicional, o qual considera as composições das diversas fases presentes no meio poroso, além da temperatura e pressão, considerando a viscosidade do óleo de 714 cP. As propriedades da rocha reservatório estão descritas na **Tabela 1**.

Tabela 1 - Propriedades da rocha reservatório.

Propriedade	Valor
Permeabilidade horizontal, Kh(mD)	1000
Permeabilidade vertical, Kv (mD)	100
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial do reservatório (°C)	37,8
Média da saturação inicial de água conata, Swcon (%)	36
Contato água-óleo (m)	220
Profundidade do reservatório (m)	200
Condutividade térmica da rocha (W/mk)	1,72
Condutividade térmica da água (W/mk)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mk)	0,13
Condutividade térmica do gás (W/mk)	0,043

Fonte: FERNANDES, 2016.

3. Condições operacionais do modelo base

As condições de operação do modelo estudado estão listadas na **Tabela 2**.

Tabela 2 - Condições operacionais do modelo base.

Propriedade	Valor
Temperatura do vapor (°C)	287.7
Título do vapor (%)	50
Pressão máxima no poço injetor (kPa) (psi)	7198.1 (1043.9)
Pressão mínima no poço produtor (kPa) (psi)	196.5 (28.5)
Vazão máxima de vapor (ton/dia)	100
Vazão máxima de produção de óleo (m³std/dia)	120
Distância entre injetor e produtor (m)	5

Comprimento dos poços (m)	510
---------------------------	-----

Fonte: FERNANDES, 2016.

4. Parâmetros para análise técnico-econômica

Para realizar a análise técnico-econômica das configurações de poços consideradas neste estudo, foi aplicado o cálculo do Valor Presente Líquido - VPL, por ser o que mais se aplica na indústria do petróleo. A fórmula utilizada foi a da **Equação 1**.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \left[\frac{R - C_{com} - C_{el} - C_{oleo} - C_{agua} - P_{gov} - C_{fluido-inj}}{(1+i)^n} \right] - C_a - C_p \quad (1)$$

Onde,

VPL= valor presente líquido (US\$);

n= tempo (anos);

i= taxa mínima de atratividade (%);

$C_{fluido-inj}$ = custo do fluido (água/gás) injetado (US\$);

C_{agua} = custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$/m³STD);

C_{oleo} = custo de separação, transporte e tratamento do óleo (US\$);

C_{el} = custo de elevação dos fluidos (US\$/ m³STD);

C_{com} = custo de operação e manutenção do gerador de vapor (US\$/ m³STD);

C_a = custo relativo à aquisição do gerador de vapor (US\$/ m³STD);

C_p = custo de perfuração dos poços (US\$/ m³STD);

R = receita anual (US\$);

P_{gov} = preço do gerador de vapor (US\$).

Foram considerados os dados utilizados por Fernandes (2016), para os custos do vapor, custo associado a água produzida, preço do gerador, preço do barril, custo de perfuração, entre outros, para análise da viabilidade técnico-econômica.

Resultados e Discussões

1. Análise comparativa entre as configurações SAGD e SAGD-2V

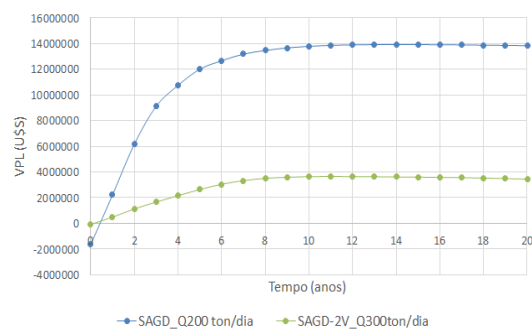
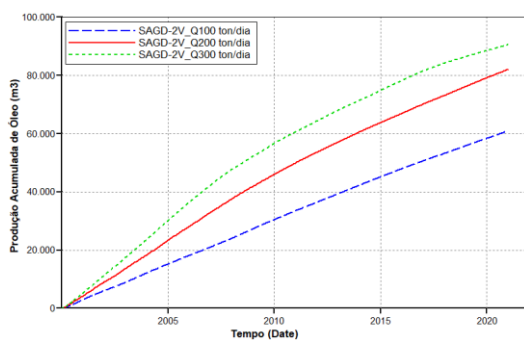
A comparação entre o desempenho dessas configurações é necessária, pois possibilita avaliar as receitas obtidas com a utilização de cada técnica numa estratégia de recuperação em projeto de prospecção de óleo (NAKAJIMA, 2003). Além disso, existe a possibilidade da adaptação de poços verticais já existentes 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 2** mostra as curvas desse sistema para diferentes vazões de injeção.

Em seguida, foram comparados no gráfico da **Figura 3** os comportamentos das curvas VPLs com o tempo para os sistemas SAGD e SAGD-2V, considerando injeção à 200 ton/dia e 300 ton/dia, respectivamente, por serem as vazões relacionadas a maiores produções acumuladas de óleo para esses métodos.

Figura 2 - 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 3 - Gráfico dos VPL versus tempo- configurações SAGD padrão para vazão de injeção vapor de 200 ton/dia, e SAGD-2V, para vazão de injeção de vapor 300 ton/dia.



Fonte: Adaptado de FERNANDES, 2016.

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.

A configuração SAGD padrão apresentou VPL positivo a partir do primeiro ano de projeto, obtendo resultados substancialmente maiores, ao longo dos 20 anos, do que quando se utiliza os poços injetores verticais. Isso decorre do fato de que os poços verticais drenam uma região em forma de cilindro, enquanto poços horizontais drenam uma região em forma de uma elipse tridimensional (elipsoide), capaz de atingir uma maior área do reservatório, fornecendo maior volume de óleo produzido (BRITO, 2008). E ainda, na produção nos poços verticais pode ocorrer formação de cones de água ou gás, em reservatórios de hidrocarbonetos que contêm capa de gás acima ou aquífero abaixo do intervalo produtor e ao iniciar-se a produção do óleo, a queda de pressão faz com que a água e o gás migrem para junto do poço vertical formando cones e reduzindo produtividade efetiva de óleo. Já nos poços horizontais, é menor a ocorrência de cones de gás e de água devido à queda de pressão ser menor próximo ao poço horizontal, quando comparado ao vertical, com mesma vazão (BRITO, 2008).

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 os custos com a perfuração e completação vertical, supondo a utilização de poços já perfurados, esperava-se que os VPLs para o SAGD-2V fossem ser maiores que os obtidos pelo método padrão. Entretanto, apesar de no primeiro ano de produção o SAGD-2V apresentar maior VPL que o SAGD padrão, o grande volume acumulado de óleo gerado pela aplicação do poço injetor horizontal, fez com que o SAGD padrão continuasse apresentando melhor retorno econômico após esse período, como indica a **Figura 3**.

2. Análises comparativas entre injeção de vapor contínua e alternada de água e vapor (WASP) para o processo SAGD

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 para sanar esses problemas, 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 com isso realizar a comparação entre os VPLs para as configurações com injeção contínua e alternada para o SAGD. A vazão simulada foi de 200 ton/dia, que foi a vazão que forneceu maior produção acumulada de óleo para esse sistema e os resultados estão expostos na **Figura 4**. Verifica-se que a partir do segundo ano, os métodos apresentaram VPLs positivos, confirmando que as receitas superaram os custos do projeto de produção de óleo. Para os parâmetros analisados, o SAGD padrão apresentou valores significativamente mais elevados, mostrando ser a opção mais vantajosa.

Entretanto, se for considerada uma maior vazão para ambos os métodos, 300 ton/dia, o gráfico da **Figura 5** confirma a viabilidade econômica desse método, mostrando que para 20 anos de produção de óleo, pelo menos 80% do tempo os VPLs para o WASP superam o padrão e em todo tempo analisado os VPLs se mantem positivos.

Figura 4 - Gráfico do VPL versus tempo-configurações SAGD padrão e SAGD WASP, para vazão de injeção de fluidos de 200 ton/dia.

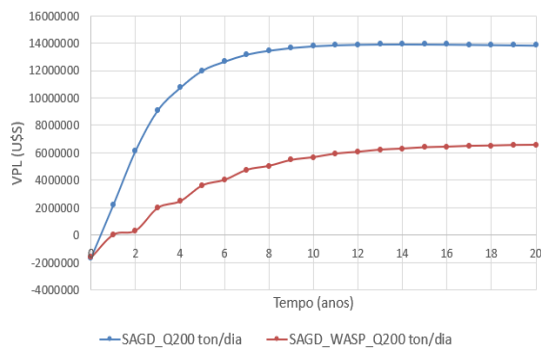
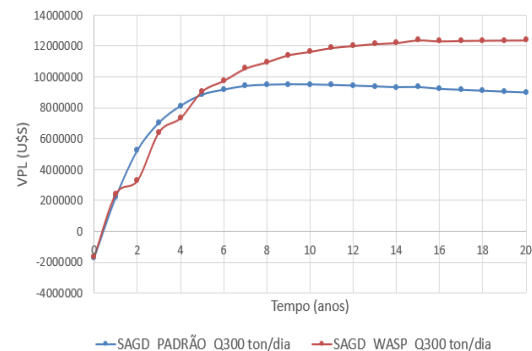


Figura 5 - Gráfico do VPL versus tempo-configurações SAGD padrão e SAGD WASP, para vazão de injeção de fluidos de 300 ton/dia.



Fonte: AUTORA, 2019.

No SAGD WASP, para as vazões simuladas, às perdas de calor quando se injeta água pode interferir no máximo fator de recuperação, devido às perdas de calor, apresentando valores inferiores quando comparado com o SAGD padrão. 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. 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 técnico-econômica 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:

- O SAGD padrão apresentou os maiores VPLs, quando comparado com as demais configurações, pois os poços horizontais apresentam uma maior área de contato ao longo do reservatório, e assim maior produção acumulada de óleo.
- 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 que 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, apresentando VPLs negativos, dessa forma, uma alternativa para melhorar a economicidade da produção de óleo, é a aplicação do método SAGD-2V.

- A viabilidade de utilização de um método de recuperação para um reservatório vai depender se os custos relacionados com a instalação, operação e manutenção desse processo serão compatíveis com o cenário econômico em que será realizado o projeto de produção de petróleo.
- 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

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**. 163f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

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. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do 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**. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

JÚNIOR, N. T. S. **Análise técnico-econômica dos métodos térmicos de recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção contínua de vapor**. 70 f. Tese de Conclusão de Curso- Universidade Federal de Alagoas, 2017.

KING H. M. **Directional and Horizontal 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.

RODRIGUES, M. A. F. **Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor**. 60f. Dissertação (Mestrado)-. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

SANTOS, P. E. S.; et. al., **Métodos de recuperação secundária convencional**. Cadernos de Graduação, Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 12, n. 12, 2010.

SAMANEZ, Carlos P. **Matemática Financeira: Aplicações à Análise de Investimentos**. São Paulo: Makron Books, 2005.

SHENG, J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery**: 1. ed. New York: Elsevier Science, 2010.