

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise de diferentes configurações de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro.

AUTORES:

Glydianne Mara Diógenes Fernandes. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

Tarcílio Viana Dutra Júnior.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

ANÁLISE DE DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS NO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD) EM RESERVATÓRIOS DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

The process of Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) consists of a thermal oil recovery method. Its working mechanism begins with the continuous steam injection. Then, a steam chamber is formed around horizontal wells. On contact with cold oil, the steam causes it to warm up and get your reduced viscosity. This contact causes the condensed oil and drive the steam chamber of the interface and, by the action of gravitational forces, down toward the producing well. The SAGD process is used for recovering heavy oil or bitumen, wherein the viscosity reduction and oil is obtained by heating the reservoir. In this study, the numerical simulation was used to analyze the influence of different configurations of wells in the cumulative oil production, was also analyzed heat distribution in the reservoir in each model in order to obtain a better wells configuration applied to the reservoirs Brazilian Northeast.

Introdução

O processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (*“Steam Assisted Gravity Drainage”*) utiliza o mecanismo devido à ação das forças gravitacionais. Neste processo são utilizados dois poços horizontais perfurados em paralelo e verticalmente um acima do outro, como mostra a Figura 1. O poço que injeta vapor é chamado de injetor e o poço que produz o óleo do reservatório é chamado de produtor. Esses poços possuem geralmente uma distância entre eles de 5 m.

A utilização dos poços horizontais no SAGD está relacionada à maior área de contato obtida em relação aos poços verticais, proporcionando uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório, assim como uma maior recuperação. O vapor é injetado de forma contínua no reservatório, em seguida forma-se uma câmara de vapor que cresce para cima e lateralmente até encontrar os limites do reservatório. O óleo então tem a sua viscosidade reduzida, sendo produzido pelo poço produtor.

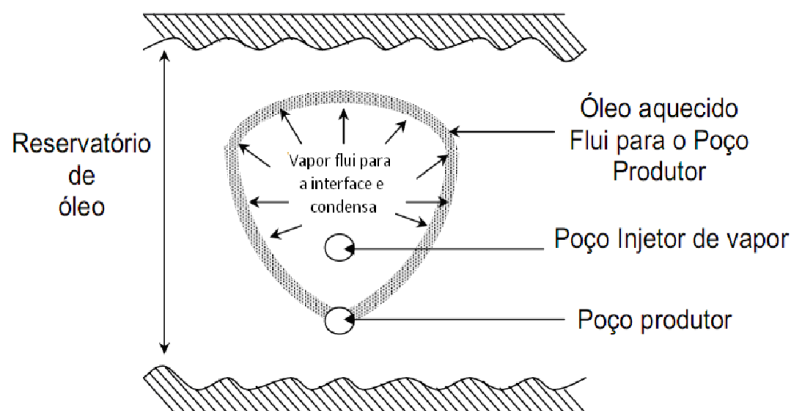


Figura 1- O processo SAGD (Butler, 1991).

O SAGD é mais efetivo para óleos pesados com alta viscosidade, ou para betume, sendo sua tecnologia muito utilizada devido ao alto fator de recuperação. Ele é aplicado atualmente no Canadá, Estados Unidos e na Venezuela, sendo um método adequado para reservatórios de pequena profundidade (Moreira, 2006).

Através da metodologia utilizada, o estudo realizado tem como objetivo analisar a influência de diferentes configurações de poços no processo SAGD a fim de encontrar quais parâmetros mais influenciam na recuperação de óleo.

Metodologia

O modelo físico corresponde a um reservatório de 600 m x 100 m x 26 m, onde se encontram dois poços horizontais um injetor e um produtor a uma distância de 5 m um do outro, conforme se observa na Figura 2.

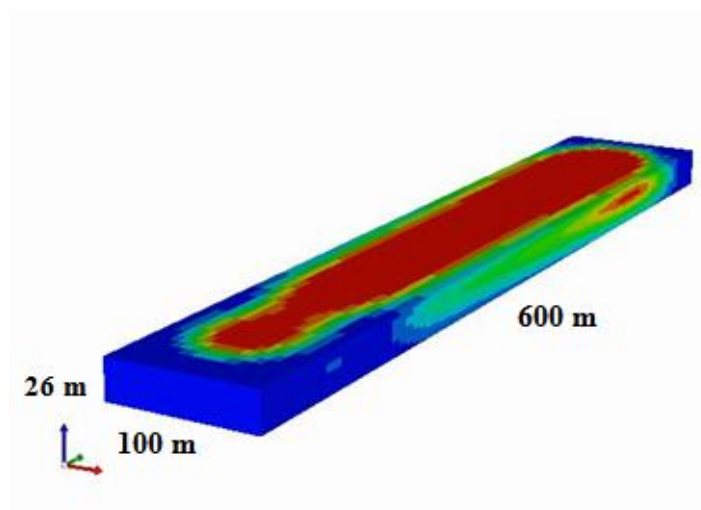


Figura 2- Modelo Físico do Reservatório.

No modelo foi considerado que só existem as fases água, óleo e gás. Existem três componentes: água, óleo (hidrocarbonetos pesados) e gás (hidrocarbonetos leves). A fase óleo é composta pelos componentes água e óleo. A fase água é composta apenas por água. Não existem reações químicas e não existem sólidos nos fluidos a serem considerados. A Tabela 1 apresenta as propriedades do reservatório e a Tabela 2 mostra as condições de operação do modelo base.

Tabela 1. Parâmetros do reservatório

Condição	Valor
Dimensão em x, y, z (m)	100, 600 e 26
Temperatura inicial do reservatório (° F)	37,8 °C
Tamanho do bloco em i, j, k (m)	Variável, 8 e 1
Número de blocos em i, j, k (m)	21 x 75 x 26
Saturação inicial de óleo (%)	53 %
Saturação inicial de água (%)	36 %
Permeabilidade horizontal, Kh (mD)	1000
Permeabilidade vertical, Kv (mD)	100
Porosidade (%)	30
Contato água-óleo (m)	220
Profundidade do reservatório (m)	200

Tabela 2. Condições de operação do modelo base

Condição	Valor
Temperatura do vapor (° C)	287.7
Qualidade do vapor (%)	50
Vazão máxima de produção de óleo, (m³ std/dia)	500
Pressão mínima no poço produtor (kPa) (psi)	196,5 (28.5)
Comprimento dos poços (m)	510

A Figura 3 mostra as diferentes configurações de poços analisadas no processo SAGD.

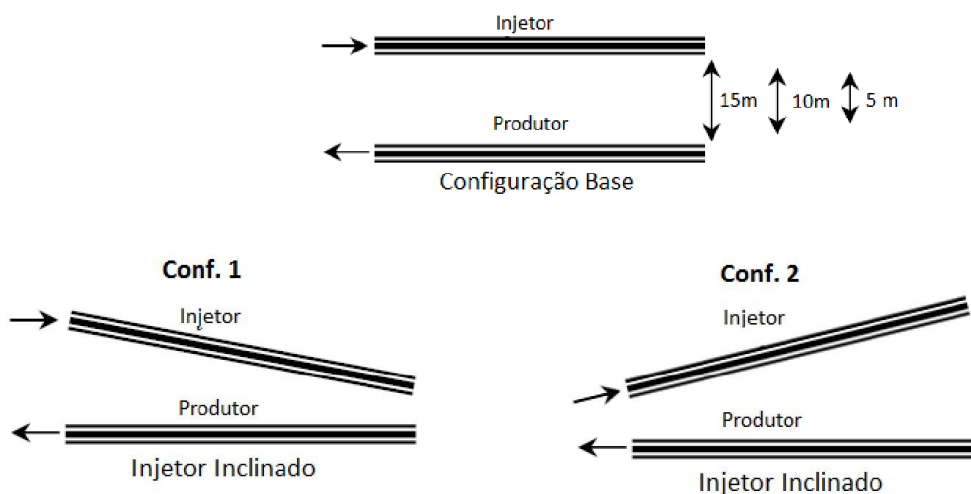


Figura 3- Configurações de poços do SAGD.

Resultados e Discussão

Foi realizada uma comparação entre o processo SAGD e a recuperação primária, com o objetivo de verificar o impacto de se usar vapor neste processo. A vazão de injeção foi mantida em 100 t/dia.

Na Figura 4 se observa a vazão de óleo e a produção acumulada de óleo para o modelo SAGD com injeção contínua de vapor e para o modelo com recuperação primária. Pode ser observado que há um aumento da produção de óleo quando se injeta vapor, e isto acontece porque ao se injetar vapor, a viscosidade do óleo é reduzida e o mesmo ocupa os espaços dos poros à medida que o óleo vai sendo produzido, evitando que a queda de pressão seja tão rápida como acontece no modelo sem injeção de vapor. No primeiro ano, a vazão de óleo é estimulada pela injeção de vapor, ao contrário da recuperação primária onde apenas a energia natural do reservatório é utilizada.

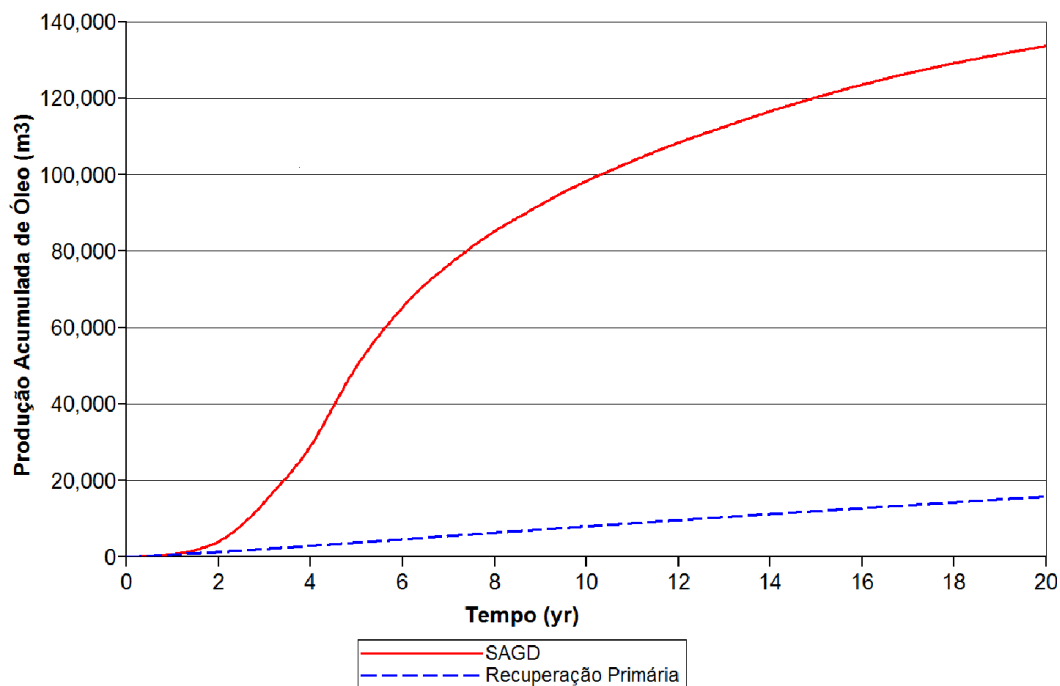


Figura 4- Comparação entre o processo SAGD e a recuperação primária.

Foram também analisadas diferentes distâncias verticais entre os poços no SAGD. A distância de cinco metros é o modelo padrão utilizado no Canadá, onde a viscosidade do óleo é maior. De acordo com a Figura 5, observa-se que a maior produção acumulada de óleo foi obtida no modelo com uma distância vertical de quinze metros, ou seja, maior distância entre os poços. Isso acontece porque nos reservatório do nordeste brasileiro o óleo possui uma menor viscosidade e uma maior distância na vertical favorece a expansão da câmara de vapor. A distância padrão de cinco metros apresentou a menor produção acumulada de óleo.

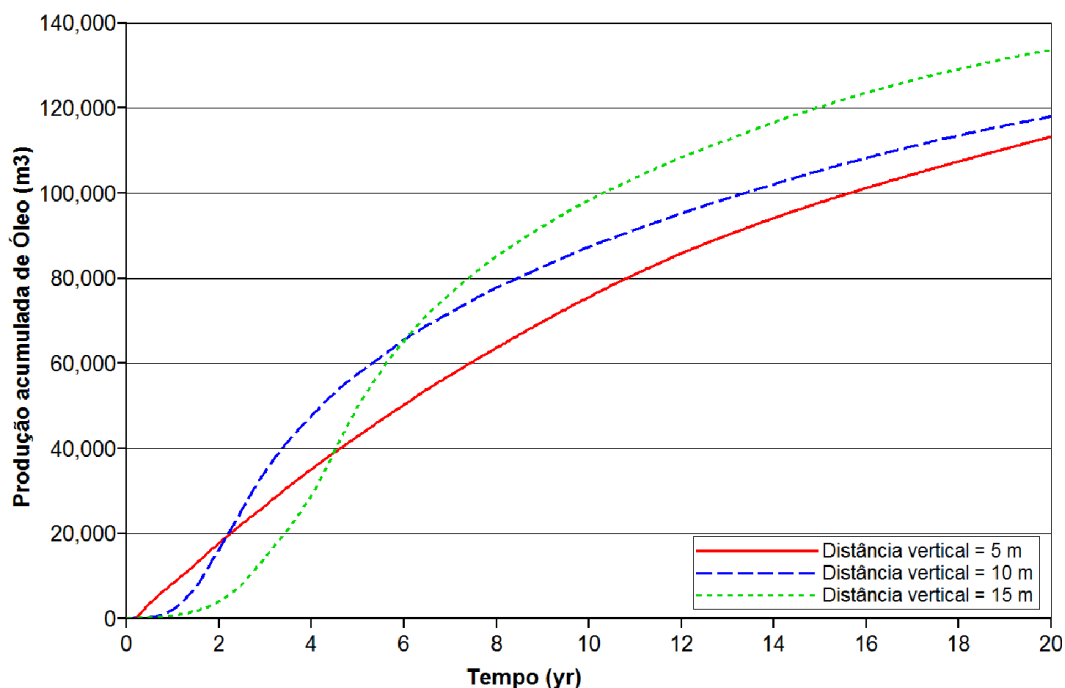
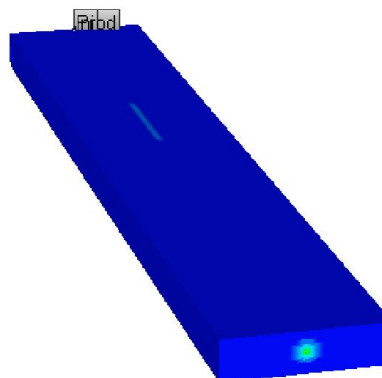
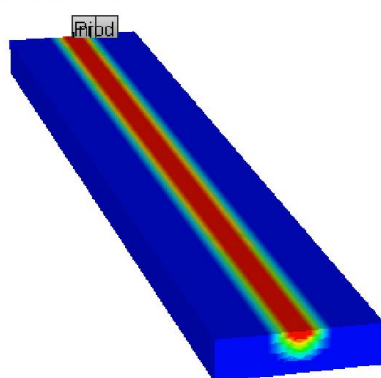


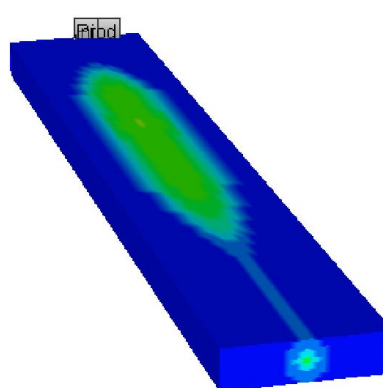
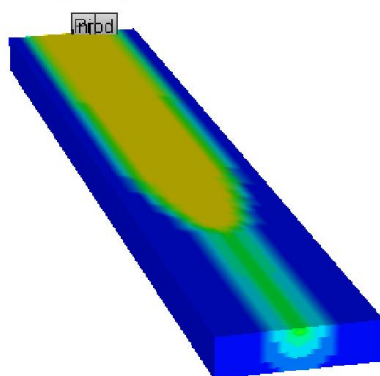
Figura 5- Comparação entre as distâncias verticais de 5 m, 10m e 15 m.

Na Figura 6 se observa a distribuição da temperatura durante a expansão da câmara de vapor para o processo SAGD padrão, com cinco metros de distância vertical, e para a distância de quinze metros. Observa-se que no primeiro ano de produção a câmara de vapor, para 15 m de distância vertical, se expande mais uniformemente. Nos anos seguintes, a maior distância vertical continua apresentando um melhor varrido do vapor através do reservatório. A distância de cinco metros faz com o aquecimento seja concentrado apenas no centro do reservatório, comprometendo assim a expansão da câmara de vapor e, conseqüentemente, reduzindo a recuperação final.

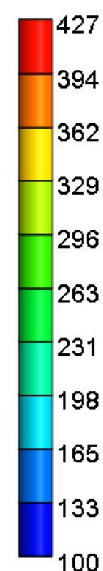
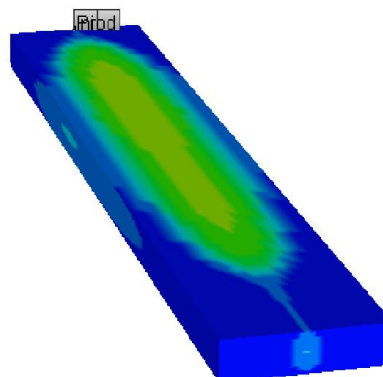
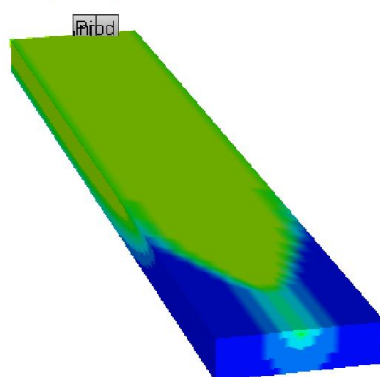
1º ano de produção



10º ano de produção



20º ano de produção



Distância de 15 m

Distância de 5 m

Figura 6- Distribuição da temperatura entre os modelos com distância vertical de 15 m e 5 m.

A Figura 7 mostra a comparação da produção acumulada de óleo entre o modelo padrão do SAGD e as configurações com poços injetores inclinados. Observa-se que o modelo padrão do SAGD apresentou a maior produção acumulada de óleo. Isso acontece porque os poços na configuração horizontal faz com que uma parte maior do reservatório seja aquecida. Por outro lado, quando se utiliza uma configuração inclinada, uma das extremidades do poço injetor se localiza próximo ao poço produtor, deixando uma parte do reservatório sem aquecimento, reduzindo assim a produção de óleo.

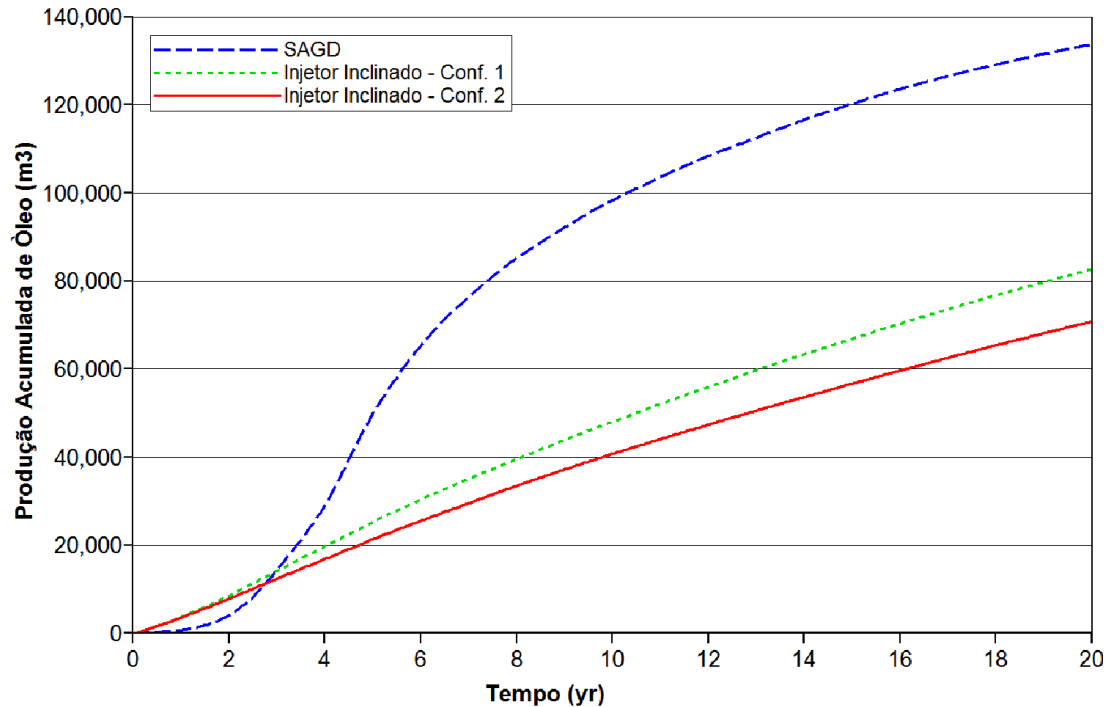


Figura 7- Comparação entre o processo SAGD padrão e as configurações com poços injetores inclinados.

Conclusões

- ✓ Foi observado que há um aumento da produção de óleo quando se injeta vapor, e isto acontece porque ao se injetar vapor, a viscosidade do óleo é reduzida e o mesmo ocupa os espaços dos poros à medida que o óleo vai sendo produzido, evitando que a queda de pressão seja tão rápida como acontece no modelo sem injeção de vapor.
- ✓ A distância vertical de 15 m apresentou uma maior produção acumulada de óleo em relação às menores distâncias analisadas de 5 e 10 m. Isso ocorre porque o óleo do nordeste brasileiro é menos viscoso e uma maior distância vertical favorece o espalhamento e uniformidade da câmara de vapor.
- ✓ O modelo padrão do SAGD apresentou a maior produção acumulada de óleo em relação ao modelo com injetores inclinados. Isso acontece porque os poços na configuração horizontal faz com que uma parte maior do reservatório seja aquecida de forma uniforme.

Agradecimentos

Os autores querem agradecer ao apoio recebido da UFRN, da CMG (*Computer Modeling Group*) e do PRH-PB 221.

Referências Bibliográficas

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, 165 p., Natal, 2008.

Butler R. M. Thermal Recovery of oil and bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prattice Hall: New Jersey. 1991, 7, 285-358.

Mohammadzadeh, O.; Cratzis, I. Pore-level Investigation of Heavy Oil Recovery Using Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), International Petroleum Technology Conference. Dezembro, 2009.

Moreira, R. D. R. Injeção de vapor auxiliado por drenagem gravitacional em poço único. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 178 p., Campinas, 2006.

STARS User's Guide, Advanced process and thermal reservoir simulator, Computer Modelling Group Ltd, 2007.