

ANÁLISE DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR EM CAMPOS ONSHORE.

Mariana Barbosa Monteiro de Carvalho; Thayse Camila Souza de Lima; Victor Correia Almeida; Edson de Andrade Araujo; Glydianne Mara Diógenes Fernandes

Universidade Federal de Alagoas-UFAL marianabmcarvalho@gmail.com, Universidade Federal de Alagoas-UFAL thaysecamilla@gmail.com, Universidade Federal do Pará – UFPA edsonaa@ufpa.br, A2tec Soluções técnicas victor.calmeida@hotmail.com, Universidade Federal de Alagoas-UFAL glydianne.fernandes@ctec.ufal.br

Resumo

Os métodos de recuperação avançada são de grande importância para a indústria petrolífera, pois atuam retirando o óleo que ainda permanece no reservatório após a recuperação primária. Dentre esses métodos, encontram-se os métodos térmicos, que 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, seu deslocamento em direção aos poços de produção. Um exemplo, é o método de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), que apresenta uma configuração com dois poços horizontais paralelos, um acima do outro e separados por certa distância, no qual o poço de cima é utilizado para injeção de vapor de forma contínua, formando uma câmara de vapor que cresce até encontrar os limites do reservatório. O aquecimento do vapor faz com que o óleo tenha sua viscosidade reduzida, permitindo que ele seja drenado para o poço produtor, sob a ação das forças gravitacionais. Esse método pode gerar um aumento no volume da produção acumulada de óleo, porém a perfuração de poços direcionais envolve elevados custos. Neste contexto, esse trabalho apresenta uma simulação das variações do método SAGD, considerando configurações com dois e três poços injetores verticais (V-SAGD-2 e V-SAGD-3), para analisar a produção acumulada associada a vazão de vapor injetado e verificar se a configuração com poços horizontais pode ser substituída por poços injetores verticais, sem prejuízos na produção e tornando o projeto menos dispendioso.

Palavras-chave: simulação numérica de reservatórios, injeção de vapor, SAGD, configuração de poços.

Introdução

Os métodos de recuperação avançada são fundamentais para aumentar a vida econômica de um reservatório, pois atuam melhorando os fatores de eficiência e recuperam parte adicional do óleo remanescente (BORGES, 2009). Dentre eles, os métodos térmicos são aplicados para melhorar a capacidade de escoamento, diminuindo a viscosidade dos óleos e aumentando a recuperação de óleos pesados (BARILLAS, 2008).

A drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), é um método térmico de recuperação avançada que vem sendo aplicado para produção em reservatórios de óleo pesado. Sua configuração conta com dois poços horizontais paralelos, um acima do outro, na qual o poço superior injeta vapor de forma contínua formando uma câmara vapor que expande até os limites do reservatório e reduz a viscosidade do óleo, fazendo com que ele se desloque em direção ao poço produtor com o auxílio da força gravitacional (FERNANDES, 2011).

A perfuração de poços horizontais vem sendo utilizada com maior frequência ao redor do mundo com o propósito de aumentar o contato com o reservatório e assim aumentar a produtividade. Destacam-se como diferenças desses poços em relação ao poço vertical, a produtividade e a extensão dentro da rocha portadora de hidrocarboneto. Outro fator importante é o custo do poço horizontal, que em um campo terrestre é tipicamente em torno de 1,4 a 3 vezes maior que o custo do poço vertical, dependendo do método de perfuração e da técnica de completação empregada (MOREIRA, 2006).

Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo sobre variações na configuração do método SAGD padrão, substituindo o poço injetor horizontal por dois e três poços injetores verticais (V-SAGD-2 e V-SAGD-3), e assim analisar a produção acumulada associada a variação de vazão para cada caso, observando qual dos métodos apresenta melhor custo-benefício.

Metodologia

A metodologia utilizada nesse trabalho baseou-se numa análise de duas configurações distintas de poços, nos quais foram aplicados o processo SAGD para óleos pesados. Tais configurações são: com poços injetores verticais (VSAGD), simulando dois e três poços injetores verticais, e com poço injetor na horizontal caracterizando o modelo de configuração padrão do

SAGD. Para isso, foram consideradas vazões de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia, para verificar o comportamento de cada sistema.

Dessa forma, foi realizado um estudo de como o aumento da vazão irá influenciar na produção acumulada de óleo, para as configurações de poços escolhidas, com o intuito de obter alternativas para maximizar a produção do óleo. Para a construção de um modelo representativo do reservatório para esse trabalho, o fluido foi considerado com características próximas ao encontrado no nordeste brasileiro e o modelo de fluido adotado foi composicional, o qual considera como única as diferentes fases presentes nos poros.

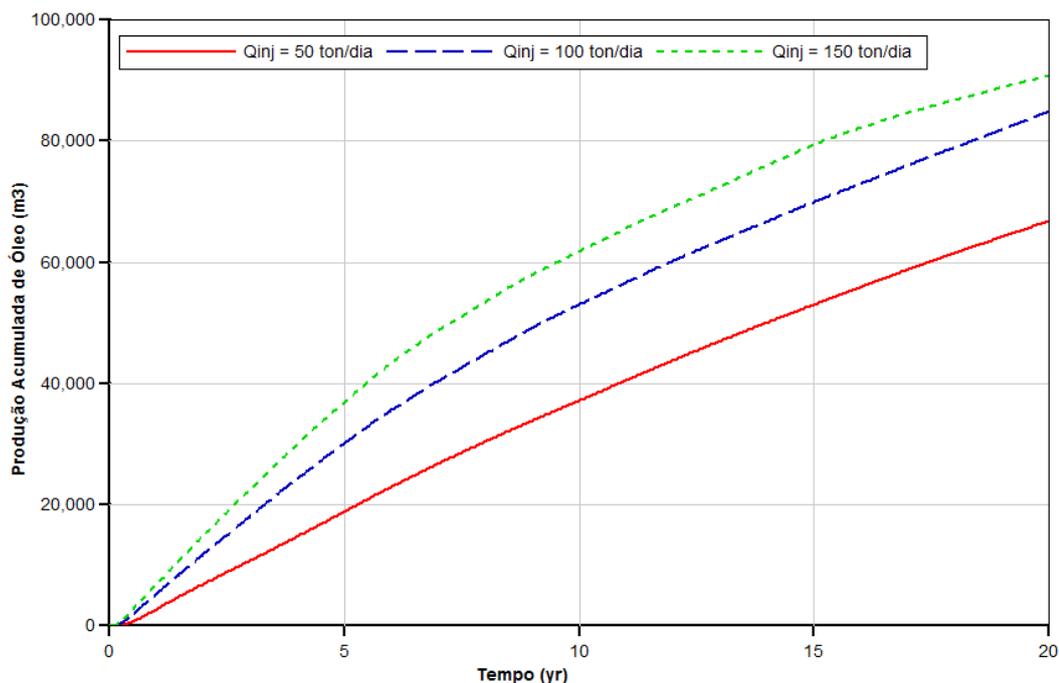
A simulação numérica foi aplicada para o estudo do comportamento das curvas de produção acumulada de óleo em relação ao tempo de produção, utilizando um modelo físico pré-determinado, para tornar mais didático e compreensível a escolha do método de recuperação mais adequado para um tipo de reservatório. O simulador utilizado foi o STARS, da CMG (*Computer Modelling Group*), que foi criado para simular considerando recuperações térmicas, e assim, para cada configuração de poços foram obtidos parâmetros para a caracterização do reservatório, levando em conta as três vazões de injeção de vapor consideradas, relacionando com a produção acumulada de óleo obtida.

Resultados e Discussão

A partir da análise das configurações distintas, que apresentam poços injetores verticais e o método SAGD padrão, foi realizado um estudo comparativo a fim de verificar o comportamento, a eficiência e a viabilidade econômica associada a cada caso. Verificou-se a produção acumulada para a presença de poço injetor horizontal, característico do SAGD, e para dois ou três poços injetores verticais, considerando três vazões estipuladas para injeção de vapor de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia.

O estudo foi iniciado com a simulação para configuração V-SAGD-2, com dois poços verticais injetores e a análise da produção acumulada de óleo foi realizada a partir da correlação do comportamento das curvas mostrada na Figura 1, para as três vazões supracitadas.

Figura 1- Produção Acumulada de Óleo da configuração V-SAGD-2 para as vazões de injeção de vapor de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia.

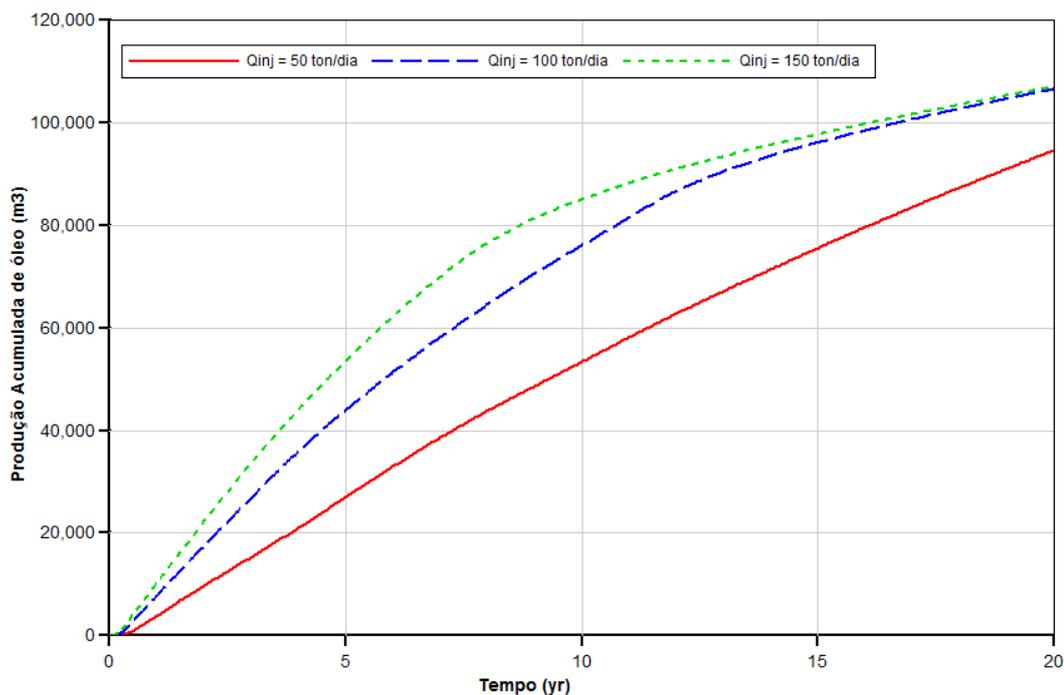


Fonte: (Autores, 2017).

Nota-se que a produção de óleo aumenta à medida que se injeta maior volume de vapor, e esse comportamento se dá devido à redução na viscosidade do óleo, ocasionada pela elevada temperatura do vapor injetado, fazendo com que o óleo se desloque com maior facilidade em direção ao poço produtor. Dessa forma, para a configuração V-SAGD-2, a maior vazão considerada, 150 ton/dia, foi a que produziu maior volume de óleo, num período de 20 anos.

Em seguida foram analisadas as curvas de produção acumulada para a configuração V-SAGD-3, com três poços verticais injetores, e ao observar as curvas da Figura 2, nota-se que quanto maior a vazão, a curva de produção acumulada passa a apresentar uma menor taxa de crescimento ao longo do tempo.

Figura 2- Produção Acumulada de Óleo da configuração V-SAGD-3 para as vazões de injeção de vapor de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia.

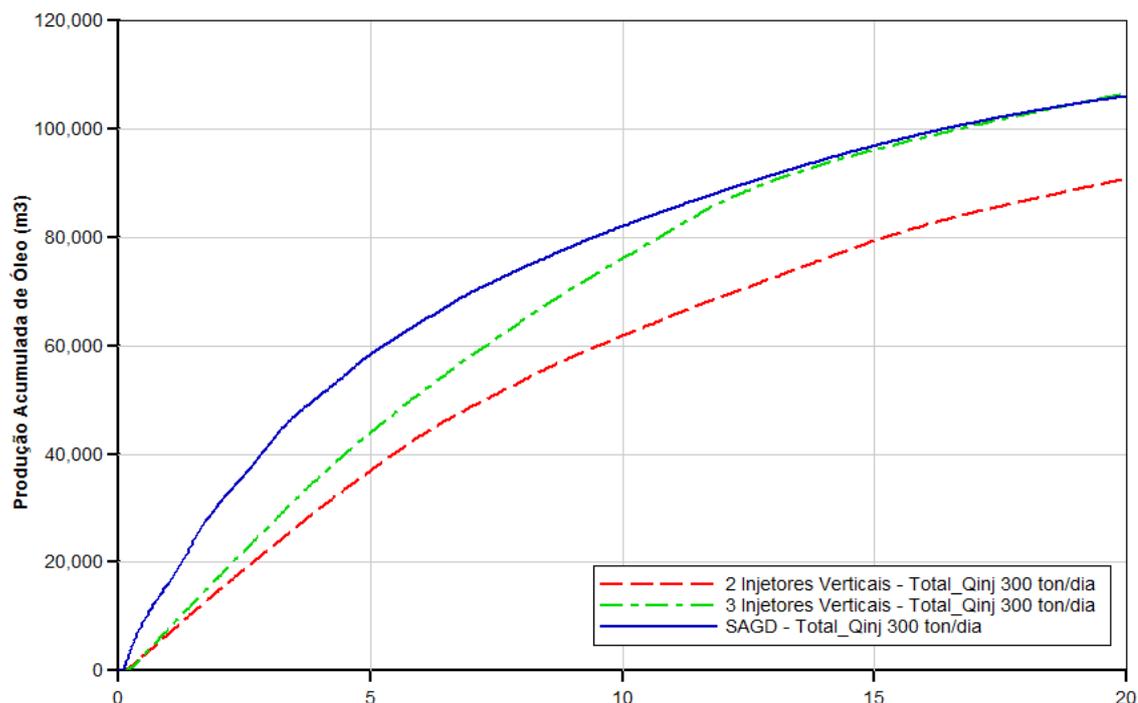


Fonte: (Autores, 2017).

Verifica-se que essa redução na taxa do crescimento, com início por volta do sétimo ano de produção, é acentuada quanto maior for a vazão de vapor injetado e pode estar relacionada com o esgotamento do reservatório à medida que o vapor vai entrando em contato com o óleo e assim, o vapor começará a alcançar o poço produtor. Desta forma, um estudo econômico posterior poderá analisar a viabilidade na utilização de poços verticais injetores no lugar do poço horizontal, pois os custos na perfuração de poços são premissas variáveis a cada projeto.

Foi realizada também uma comparação entre o método de recuperação por drenagem gravitacional (SAGD) padrão e duas variações com dois e três poços injetores verticais, para uma injeção de vapor de 300 ton/dia. Considerou-se que para o V-SAGD-2 cada poço injetor apresentou uma vazão de 150 ton/dia e para a configuração V-SAGD-3, cada poço estava injetando 100 ton/dia, como mostra a Figura 3.

Figura 3- Comparação da Produção Acumulada de Óleo entre as configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3, para vazão total injetada de 300 ton/dia.



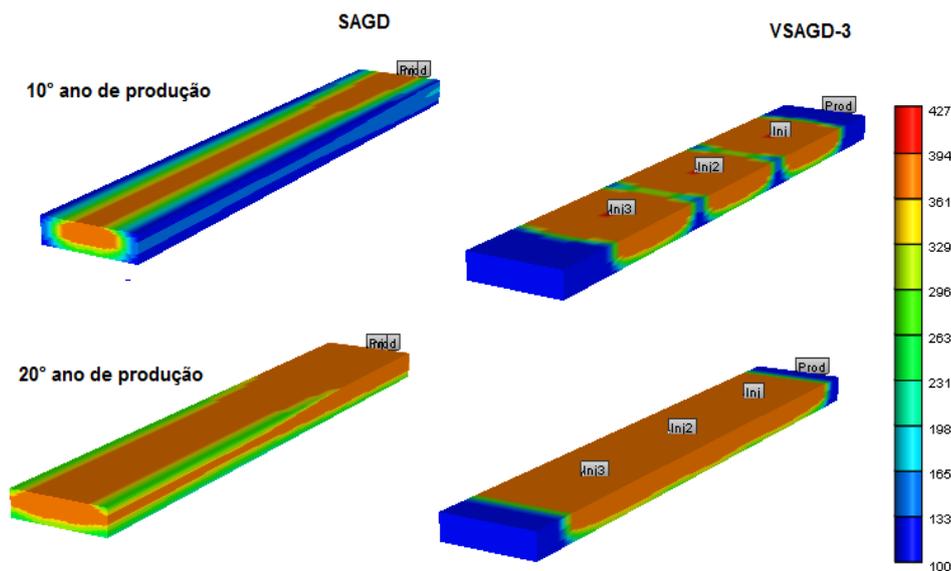
Fonte: (Autores, 2017).

O modelo SAGD convencional apresenta inicialmente um fator de recuperação maior que o V-SAGD, sob a mesma vazão, pois devido a utilização de poço injetor horizontal a área de alcance do vapor no reservatório aumenta, maximizando dessa forma a produção de óleo acumulada.

Observa-se ainda, que para a vazão de 300 ton/dia, o método V-SAGD-3 é mais eficiente que o método V-SAGD-2, pois essa quantidade de vapor injetado nos três poços faz com que o calor seja distribuído de forma mais uniforme no reservatório, e assim, proporciona uma maior área de drenagem do óleo, chegando a apresentar uma produção acumulada muito próxima do método SAGD convencional por volta do 13º ano de produção.

Na simulação da distribuição de temperatura, mostarda na Figura 4, nota-se a formação de uma câmara vapor contínua para o método SAGD padrão, e três câmaras para o V-SAGD-3, no 10º ano de produção, e como essas câmaras expandem e atingem a área do reservatório no 20º ano de produção.

Figura 4- Comparação da distribuição da temperatura entre o modelo SAGD padrão e o modelo V-SAGD-3.



Fonte: (Autores, 2017).

O método SAGD padrão, com um poço injetor horizontal, apresenta um maior contato com o óleo que se deseja produzir quando comparado ao V-SAGD-3, e a câmara de vapor formada resulta num processo térmico de transferência de calor por condução e convecção com maior alcance ao longo do reservatório, acarretando um aumento da eficiência de deslocamento do óleo pelo efeito da redução da viscosidade, proporcionando assim uma maior produção de óleo. A escolha da melhor técnica, entretanto, está também associada à avaliação econômica de projetos, com base nos custos de perfuração, completção, tratamento de fluidos produzidos, etc.

Conclusões

- O modelo padrão SAGD apresentou a formação de uma maior câmara de vapor ao longo do reservatório quando comparado ao V-SAGD-3, para vazão de 300 ton/dia.
- Para as vazões de injeção de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia, o V-SAGD-2 e V-SAGD-3, apresentaram aumento volume de produção acumulada, quanto maior for a vazão de injeção.
- Para o V-SAGD-3, nota-se um declínio da taxa de crescimento da curva da produção acumulada, por volta do 7º ano, que pode indicar esgotamento do reservatório (depleção).

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

- Considerando a vazão de 300 ton/dia, o SAGD apresentou maior produção acumulada, pois atinge uma maior área do reservatório.

Agradecimentos

Agradecemos a Deus, pela capacidade de adquirir novos conhecimentos.

À nossa professora e orientadora, Glydianne Fernandes, pela disposição e colaboração no desenvolvimento do trabalho, e por todo conhecimento despendido.

À UFAL, por nos proporcionar a vivência de aprendizado através do corpo docente, e da estrutura de ensino.

À UFPA pela parceria na simulação dos casos analisados.

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 do Norte, 2008.

BORGES, Sarah M. Santana. *Recuperação avançada de petróleo (EOR) com a utilização da glicerina bruta (GB) coproduto da produção de Biodiesel*. 2009. Mestrado (Dissertação). Programa de Pós-graduação em Química, Universidade Federal da Bahia-UFBA, Salvador, BA.

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.

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