

Estratégias de aplicação da injeção de vapor na forma cíclica e contínua em Reservatórios de óleo pesado com características rocha-fluidos semelhantes às da bacia potiguar do nordeste brasileiro.

Introdução

Ao se utilizar processos que fazem uso da energia na forma térmica para aumentar a temperatura do reservatório e, desta forma, provocar a redução da viscosidade do óleo, aumentando a sua produção, tem-se o uso dos chamados métodos térmicos de recuperação avançada (Green e Willhite, 1998, p. 301). Nesta categoria, quatro processos têm tido elevado sucesso comercial em suas aplicações por cerca de cinco décadas. São eles: a injeção cíclica de vapor (ou estimulação cíclica de vapor); processo de injeção de vapor assistida por drenagem gravitacional (SAGD); injeção de vapor na forma contínua e combustão *in situ*.

De acordo com Green e Willhite (1998, p.301), a principal motivação para o desenvolvimento dos métodos térmicos é a existência de grandes reservas de óleo pesado no mundo, contendo bilhões de barris e areias betuminosas que não se mostram atrativas do ponto de vista técnico e econômico para serem produzidas por meio da recuperação convencional (injeção de água ou gás imiscível). Além disso, o mesmo autor destaca que ao se utilizar somente a recuperação primária para a extração de petróleo, em média 5% (cinco por cento) do petróleo originalmente presente na rocha-reservatório é recuperado.

Segundo Elbaloula e Musa (2018, p.187), mais de dois terços do óleo ao redor do mundo ainda permanece não recuperado, mesmo depois da recuperação primária ou convencional. O autor também acrescenta que a demanda por petróleo tem mantido a tendência de aumento com projeções feitas pela Agência Internacional de Energia (EIA) de aumento de consumo de um valor de 5471 milhões de toneladas em 2015 para 6301 milhões de toneladas de óleo equivalente em 2030.

A injeção de vapor na forma cíclica (*Cyclic Steam Stimulation-CSS ou Cyclic Steam Injection*) é conhecida como um dos métodos de recuperação de mais difundidos no mundo quando se trata da recuperação de óleo pesados (SURANTO, PERMADI e BAE, 2016, p.128). Ela pertence a categoria dos métodos especiais ou terciários de recuperação de petróleo definida como EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Seu objetivo é aumentar o fator de recuperação de reservatórios onde a recuperação primária e convencional não resultou em elevadas frações de óleo recuperado. É importante destacar que os custos associados ao uso da recuperação especial costumam ser mais elevados e, portanto, sua atratividade econômica pode ser menor do que nos casos em que se recuperação primária e convencional foram utilizadas.

Já a injeção de vapor na forma contínua (*steamdrive*) pode ser utilizada após a injeção cíclica em muitos reservatórios de óleo pesado. De acordo com Green e Willhite (1998), a injeção cíclica é mais indicada para reservatórios onde sua energia natural ainda foi depletada, enquanto que a injeção contínua se aplica mais a reservatórios em que houve depleção.

A partir dos conceitos abordados e tomando por base o fato de que o Rio Grande do Norte possui reservatórios portadores de óleo de elevada viscosidade tais como os campos de Estreito e Alto do Rodrigues, esta pesquisa pretende desenvolver estudos para fornecer resultados científicos e práticos em termos de possíveis melhorias no volume de óleo produzido nestes campos utilizando a injeção de vapor na forma cíclica e contínua.

Objetivos

Realizar estudos de recuperação avançada utilizando injeção de vapor na forma cíclica e contínua para avaliar estratégias de melhorias no Fator de Recuperação de óleos pesados. Esses estudos serão realizados em modelos numéricos de reservatórios com características rocha-fluidos semelhantes às encontradas no Nordeste brasileiro, em especial, da Bacia Potiguar.

Resultados esperados

Para essa pesquisa, de forma geral, são esperados os seguintes resultados:

1. Construção do modelo dinâmico numérico tridimensional do reservatório a partir dos estudos gerados na etapa 1 da metodologia. Neste modelo deverão estar incluídos, por exemplo, valores médios de porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, modelo PVT dos fluidos, pressão original, dentre outras informações necessárias para a elaboração do modelo dinâmico;
2. Obtenção de estudos de melhoria no Fator de Recuperação através de estratégias de injeção tanto na forma cíclica como contínua de injeção de vapor;
3. Geração de resultados que demonstrem a influência dos parâmetros operacionais tais como vazão de injeção e pressão de injeção, título de vapor, intervalo de completação do poço, tempos de injeção, parada e produção do poço, ambos no fator de recuperação do reservatório.

Relevância do tema

Por possuir campos de petróleo com óleo pesado (API entre 10 e 22) em produção desde o início dos anos de 1980, a injeção de vapor tem se destacado como método de recuperação avançado de grande uso em reservatórios do Brasil e, em especial, da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Além disso, a realização de estudos com o objetivo de melhorias no Fator de Recuperação desses campos utilizando simuladores comerciais pode fornecer resultados interessantes para serem analisados do ponto de vista técnico e econômico para auxiliar na tomada de decisões estratégicas nos ativos das empresas detentoras desses campos.

Referências bibliográficas

A.M. Suranto; A.K. Permadi; W.Bae. Smart completion design in cyclic steam stimulation process: an alternative for accelerating heavy oil recovery. *Int. J. Oil, Gas and Coal Technology*, Vol. 11, No. 2, 2016.

Congge He, Anhu Xu; Zifei Fan; Lun Zhao; Fachao Shan. An integrated model for productivity prediction of cyclic steam stimulation with horizontal well. *Energy Sci Eng.* 2019. 7:962–973.

Don W. Green, G. Paul Willhite. Enhanced Oil Recovery. SPE Books. Society of Petroleum Engineers.1998;

Husham A. Elbaloula; Tagwa A. Musa. The Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) to Enhanced Oil Recovery (EOR) in Sudanese Oil Field. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management Bandung, Indonesia, March 6-8, 2018*

James G. Speight. Heavy Oil Production Processes. Gulf Professional Publishing. 2013;

tNavigator® 18.3 Geology & Model Designer. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018;

tNavigator® 18.3 PVT Designer. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018;

tNavigator® 18.3 Simulation. User Manual. Rock Flow Dynamics. October 2018;

tNavigator® 18.3 Batch Jobs. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018;