

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



TÍTULO DO TRABALHO:

DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE ÓLEO PESADO SUBMETIDO AO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

AUTORES:

Danielle Alves Ribeiro da Silva, Juli Sergine Tavares Teixeira, Artur Henrique Souza Saldanha, Jennys Lourdes Meneses Barillas.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE ÓLEO PESADO SUBMETIDO AO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

Abstract

In Brazil, especially in the Northeast, there is a high occurrence of reservoir containing heavy oil. Continuous steam injection is a method widely used in the recovery of very viscous oils. Based on this context, this research aimed to study the development of an area of heavy oil, subjected to said recovery method. The methodology involved the work of reservoir simulation using a process simulator "stars" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), 2012.1 version of "CMG (Computer Modeling Group)". Comparisons between models were made of injection ("five - spot " normal , "five - spot" inverted "five - spot " normal two injection wells at the ends and "five - spot" inverted two producing wells at the end) and flow injection (0, 50 , 100, 150 , 200 and 250 std m³ / day). Once you have selected the model that had the highest results accumulated oil production and recovery factor ("normal five- spot two injection wells at the ends "), we tested the efficiency of this by changes in flow rates of injection, listed above. It was observed that as the flow of 150 std m³ / day of steam no more nor increase in cumulative oil production or the recovery factor. Concluding that it presented a more satisfactory result for the production of oil.

Introdução

O petróleo é uma das principais fontes de energia do planeta, ocupando, no Brasil, o primeiro lugar da matriz energética. Assim, tecnologias que envolvam o desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a rentabilidade de campos petrolíferos são importantes e necessitam de estudos mais aprofundados. Por isso, através da simulação numérica de reservatórios, pode-se fazer um estudo mais detalhado e ainda fornecer resultados convincentes. Em nível regional, o Rio Grande do Norte tem grandes reservas de petróleo pesado. Apesar de uma parte significativa dessas reservas já tenham sido produzidas (campos maduros), há sempre busca de novas tecnologias e métodos de recuperação suplementar sendo estudados, testados e implantados com o intuito de maximizar a quantidade de óleo recuperado do reservatório.

O desenvolvimento de uma área petrolífera abrange vários aspectos da engenharia, muito deles intrinsecamente atrelados à localização do campo, tais como o fluxograma da perfuração, o dimensionamento do sistema que suportará a produção e a escolha do método de recuperação do óleo. Estabelece-se um artifício essencial no projeto à correta análise das características do reservatório produtor para a definição do programa de produção do hidrocarboneto. O desenvolvimento de uma área petrolífera visa maximização da recuperação do óleo e um custo mínimo operacional e de investimento do capital.

Com o declínio das reservas de "óleo convencional", as atenções da indústria petrolífera se voltam para a recuperação avançada de óleos pesados (°API entre 10 e 20), sendo os métodos térmicos, em especial a injeção de vapor, os mais aplicados (GALVÃO, 2008).

A Injeção de Vapor é um método especial de recuperação aplicado geralmente em reservatórios de óleos muito viscosos. Este método consiste em injetar calor para reduzir a viscosidade

e, deste modo aumentar a mobilidade do óleo, resultando em incremento na produção dos poços, conforme definido por Hong (1994).

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um campo de petróleo com características semelhantes ao do nordeste brasileiro de óleos pesados. E nele estudar o efeito da injeção contínua de vapor, através de simulações, visando analisar a influência dos modelos de injeção e vazões de injeção.

As simulações foram feitas com base num modelo de reservatório sintético homogêneo em coordenadas cartesianas. Com isso, utilizou-se o programa *Launcher* do simulador da empresa *Computer Modelling Group LTDA- CMG*.

Metodologia

No presente estudo, foi analisada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (vazão de injeção e modelo de injeção) sobre a produção acumulada do óleo e o fator de recuperação do óleo.

- Primeiramente foi feito quatro modelos de injeção diferentes:
 - ✓ “five-spot” normal (8 injetores+ 3 produtores);
 - ✓ “five-spot” normal mais dois poços injetores nas extremidades;
 - ✓ “five-spot” invertido (8 produtores + 3 injetores);
 - ✓ “five-spot” invertido mais dois poços produtores nas extremidades.
- Seleção do modelo que obteve melhores resultados de produção acumulada de óleo e fator de recuperação de óleo;
- Modificação nas vazões de injeção do melhor modelo apresentado de 100 m³ std/dia para 0, 50, 150, 200 e 250 m³ std/dia.

Resultados e Discussão

Analise dos parâmetros operacionais

Os parâmetros operacionais são importantes características que necessitam ser modificados antes ou durante a operação de produção de um reservatório de óleo. Na Tabela 1**Erro! Fonte de referência não encontrada.** a seguir, estão mostrados todos os parâmetros alterados nesse estudo:

Tabela 1: Parâmetros operacionais analisados.

Modelo de injeção	Vazão de injeção de vapor (m³ std/dia)					
Five – spot normal	100					
Five – spot normal + 2 poços injetores	0	50	100	150	200	250
Five – spot invertido	100					

Vazão de injeção de vapor

Um dos métodos mais utilizado para elevar a temperatura do reservatório é a injeção de vapor. Pois aumenta a temperatura, diminui a viscosidade, melhorando a mobilidade do óleo e a sua vazão.

Comparando todos os modelos de injeção, através do gráfico de óleo acumulado (Np). Observa-se na Figura 1 que o modelo que apresentou maior valor no Fr foi o “five-spot” normal mais dois poços injetores na extremidade.

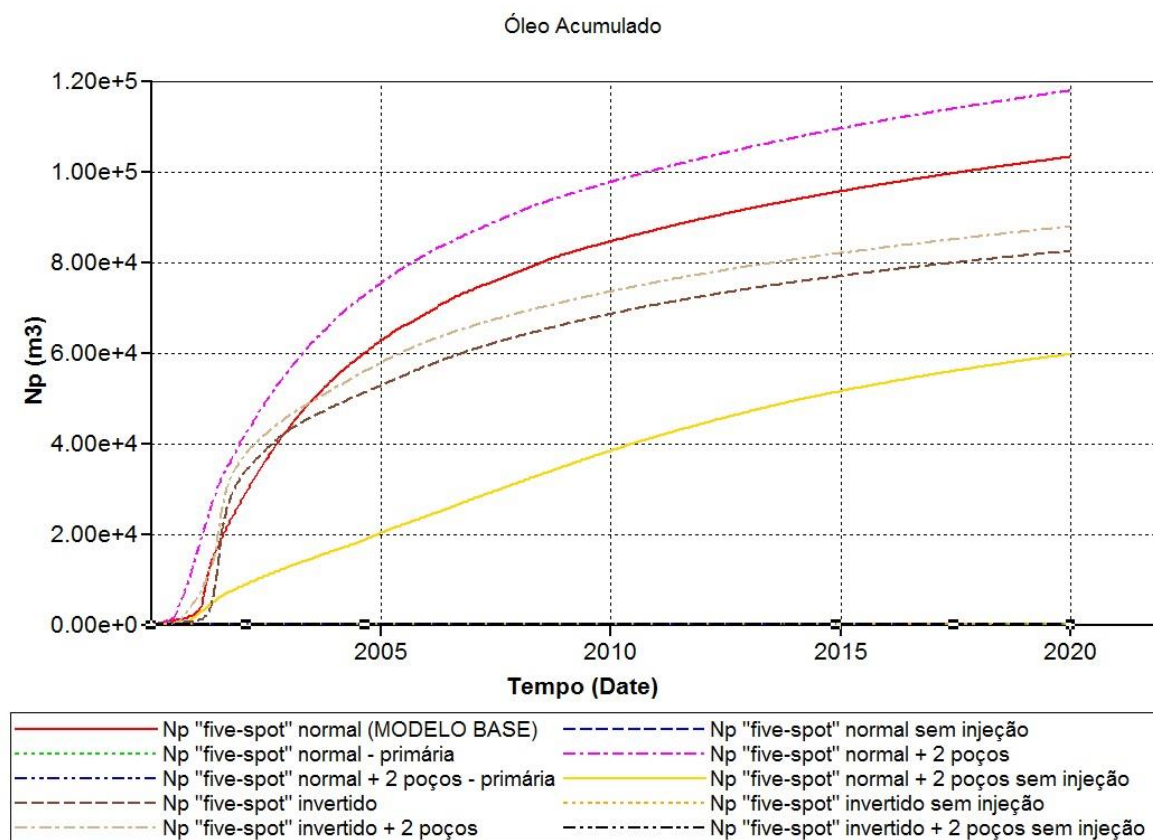


Figura 1: Comparando a produção acumulada de óleo de todos os modelos estudados.

Diante destas considerações, a Figura 2 apresenta o gráfico do comportamento da produção acumulada de óleo (Np) ao longo do tempo para o sistema selecionado (“Five-spot” normal mais dois poços injetores) nas vazões de injeção de 0, 50, 100, 150 e 250 m³std/dia. Cada curva representa uma vazão de vapor injetada continuamente no reservatório.

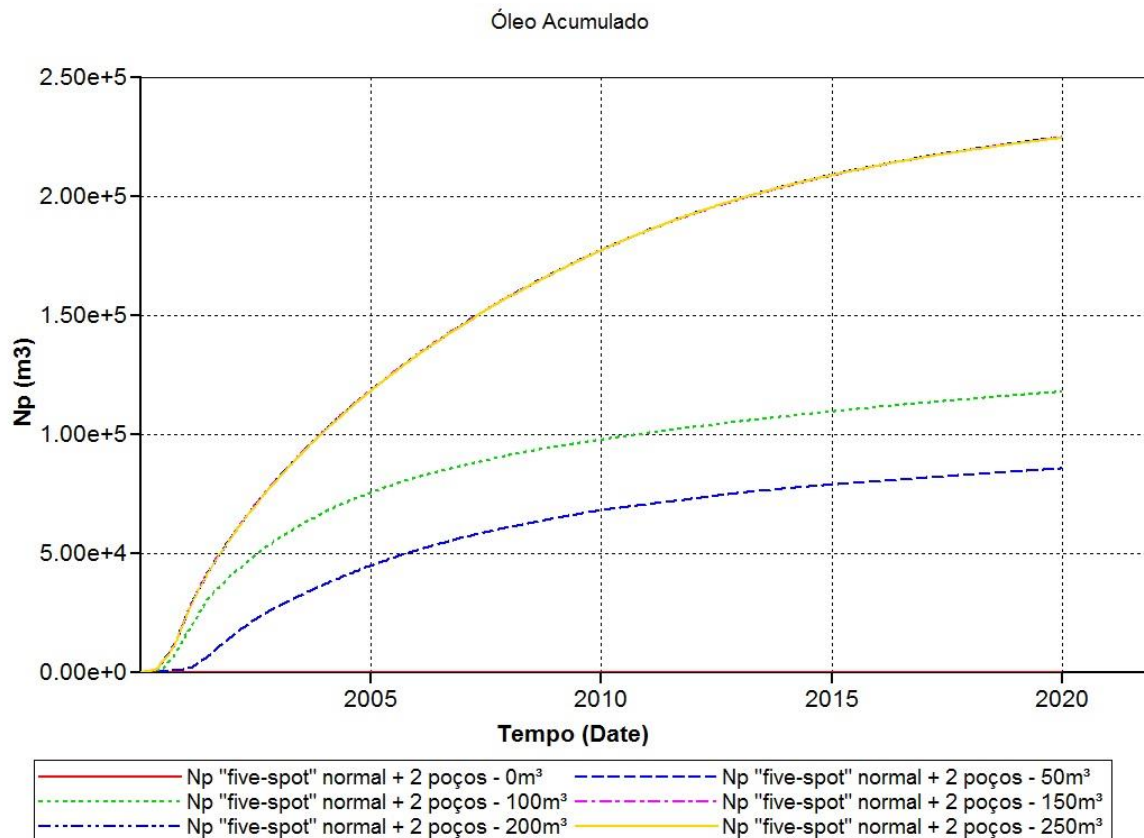


Figura 2: Óleo acumulado do modelo otimizado para diferentes vazões.

A Figura 2 mostra a produção de óleo do modelo que apresentou melhor resultado na Figura 1, para diferentes vazões de injeção de vapor. Comprovando, que sua produção de óleo aumentou quase 100% a partir da vazão de 150 m³.

Conclusões

- Para os vinte anos de projeto e mantendo-se outras variáveis constantes, os maiores fatores de recuperação foram obtidos quando existiu uma combinação entre o modelo de injeção e a vazão de injeção de vapor.
- Tomando-se por base as análises das sensibilidades e das interações entre os parâmetros operacionais sobre a variável resposta fator de recuperação, encontrou-se um modelo otimizado com as seguintes características: modelo “five-spot” normal com mais dois poços injetores nas extremidades e injeção de 150 m³ de vapor ao dia.
- Para volumes superiores a 150 m³/dia de injeção de vapor, não houve alteração na produção acumulada do óleo e no fator de recuperação. Desta forma, os custos tornam-se cada vez maiores, mas o volume de óleo seria semelhante.

Agradecimentos

Grata a UFRN e ao programa PPGCEP;

Grata à **CMG** pela licença do simulador de reservatório concedida;

Ao **PRH-PB 221** pela bolsa concebida.

Referências Bibliográficas

AIRES, Jussyara Dalianne Martins - “Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor”. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal– RN, Brasil, 2013.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GALVÃO, E. R.V. P. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. 2008. 124f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.

QUEIROZ, G. O. DE. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de Petróleo. 2006. 808f. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras. ISBN 85 – 7193-135-6

THOMAS J. E *et al.* Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001.