

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE (VAPEX) APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO

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.

ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE (VAPEX) APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO

Abstract

A study was conducted of the solvent injection procedure (Vapex) applied to a reservoir heavy oil. This method miscible recovery, in particular, is a promising method Vapex, it does not require the use of much water to implementation. The method consists of two wells horizontal mutually parallel, one injector and one producer, using as solvent injection vaporized whose purpose is to reduce the viscosity of the oil or bitumen, facilitating flow to the production well. This work aims to analyze the influence of some operating parameters on the application of Vapex in a semi-synthetic reservoir similar characteristics of the Brazilian Northeast. Therefore a study was conducted assay sensitivity for the parameters: configuration of the wells, injection flow and distance vertical between the injector and producer wells. The results showed that for the best factor recovery and cumulative oil production had to be a great combination of parameters operational.

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. 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.

Um desses métodos de recuperação avançada seria o método miscível que é caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. A importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado (Thomas, 2001).

No trabalho foi utilizado o método de recuperação miscível, em particular, o VAPEX (injeção de solvente vaporizado). Os solventes são hidrocarbonetos conhecidos por reduzirem essas tensões interfaciais e facilitarem a produção do óleo pesado. Nesse caso, o solvente injetado vaporizado (VAPEX) é um processo que está em fase de desenvolvimento tecnológico, como alternativa a processos térmicos, como a injeção de vapor. Este é um método promissor, que surgiu recentemente, como uma tecnologia para a recuperação em reservatórios de óleo pesado e de betume. A proposta desse trabalho é analisar os parâmetros operacionais e de reservatório, sendo assim, analisar qual tipo de parâmetro mais influenciou no processo de injeção de solvente. A análise desse processo foi realizada através do simulador GEM 2013.1 da CMG (Computer Modelling Group) com propósito de analisar o processo utilizando modelos numéricos que possam representar adequadamente os efeitos da injeção de solvente na recuperação do óleo.

Metodologia

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

- Primeiramente foi feito três modelos de injeção diferentes:
 - ✓ “1 par de poços horizontais”;
 - ✓ “2 pares de poços horizontais”;
 - ✓ “3 pares de poços horizontais”;
- Seleção do modelo que obteve melhor resultado no fator de recuperação de óleo;
- Modificação nas vazões de injeção do melhor modelo apresentado de 30000 m³ std/dia para 0, 40000, 50000 e 60000 m³ std/dia.
- Modificação das distâncias verticais entre os poços produtores e injetores da melhor vazão de injeção de 4 m para 6m e 8m.

Resultados e Discussão

Análise 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 estudados.

Modelo de Injeção	Vazão de injeção (m ³ std/dia)	Distância vertical entre os poços (m)
1 par de poços	30000	4
2 pares de poços	0, 30000, 40000, 50000, 60000 e 63000	4, 6 e 8
3 pares de poços	30000	4

Vazões de injeção

A injeção de solvente no reservatório faz com que ele se dilua no óleo, reduzindo assim a viscosidade das frações mais pesadas, e como consequência esse óleo existente no reservatório se desloca mais facilmente no meio poroso até alcançar o poço produtor.

Comparando todos os modelos de injeção, através do gráfico do Fator de recuperação (Fr). Observa-se na Figura 1 que o modelo que apresentou maiores valores no Fr foi o “2 pares de poços horizontais” (Fr = 19,73%), mesmo que este tenha ficado bem próximo ao “3 pares de poços horizontais” (Fr = 19,63%).

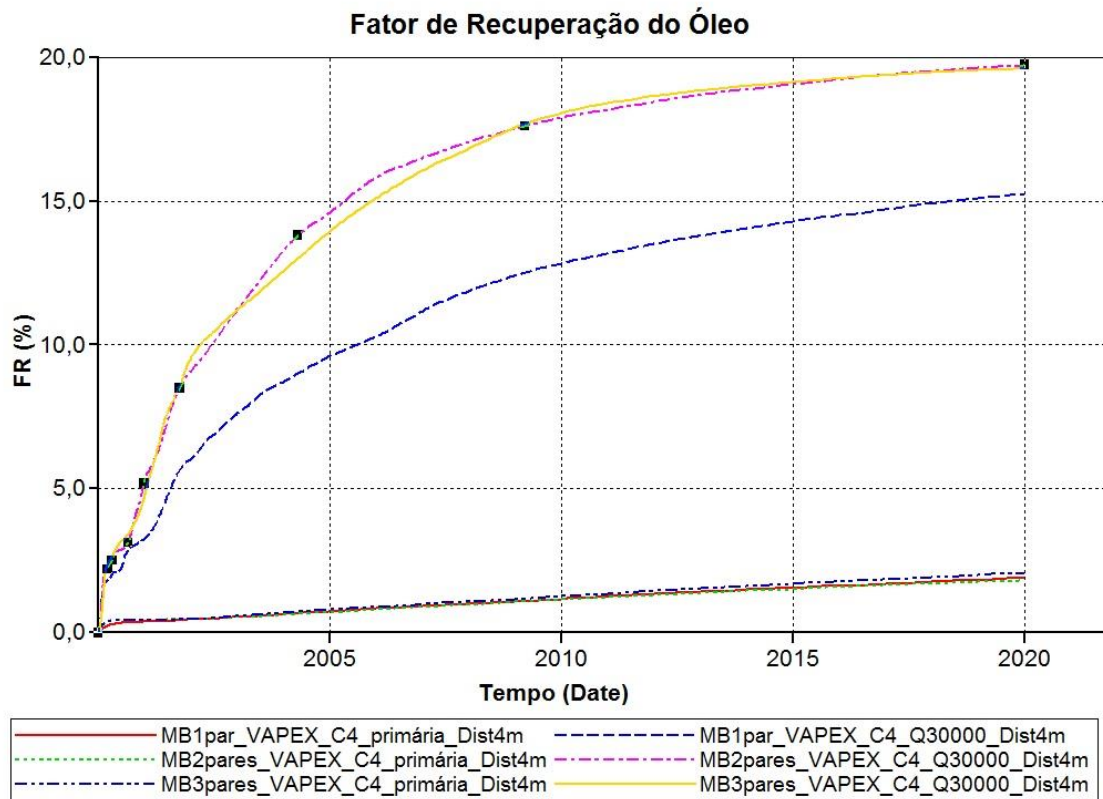


Figura 1: Comparando os fatores de recuperação mudando os modelos de injeção.

Diante destas considerações, a Figura 2 apresenta o gráfico do comportamento do fator de recuperação (Fr) ao longo do tempo para o sistema selecionado (“2 pares de poços horizontais”) nas vazões de injeção de 0, 30000, 40000, 50000, 60000 e 63000 m³std/dia. Cada curva representa uma vazão de vapor injetada continuamente no reservatório.

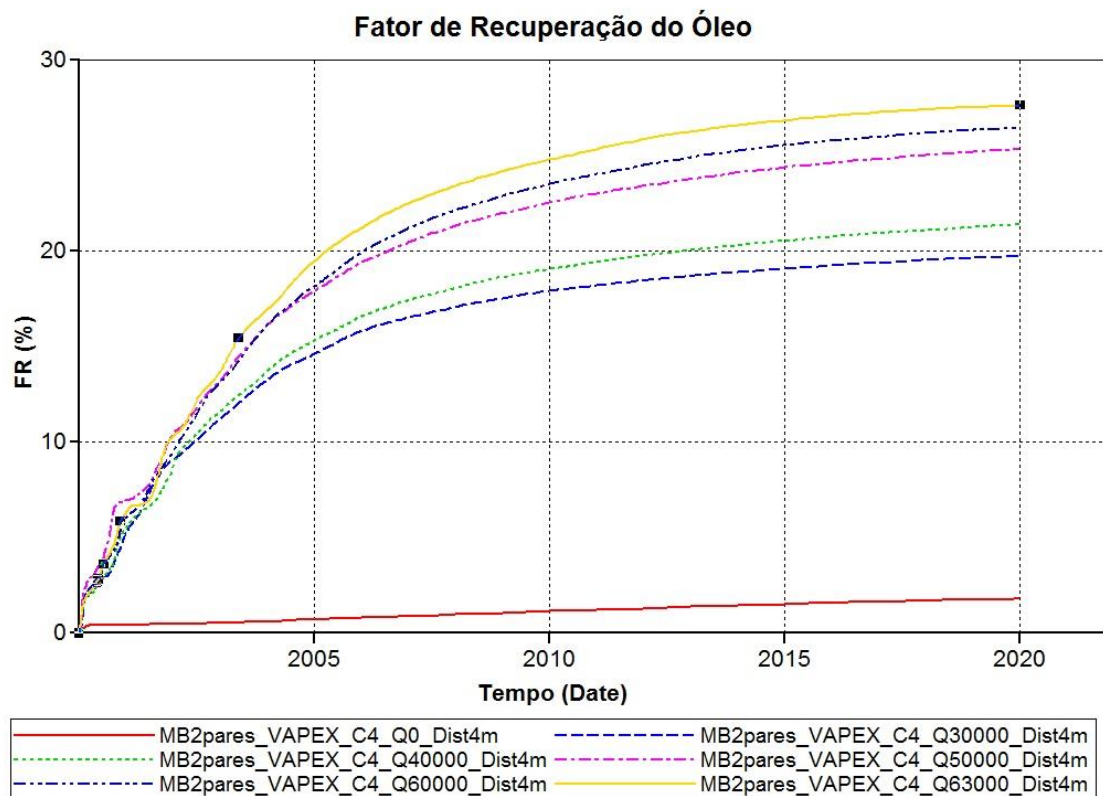


Figura 2: Analisando o fator de recuperação para diferentes vazões.

A Figura 3 mostra o fator de recuperação do modelo que apresentou melhor resultado na Figura 2, para diferentes vazões de injeção de solvente. A partir dele, no caso, a injeção de 63000 m³ std/dia foi modificada a distância entre os poços injetores e produtores. Inicialmente, eles estavam a uma distância de 4 metros, mudou-se para 6 metros e 8 metros. Comprovando, que seu fator de recuperação aumentou para 32, 12 %.

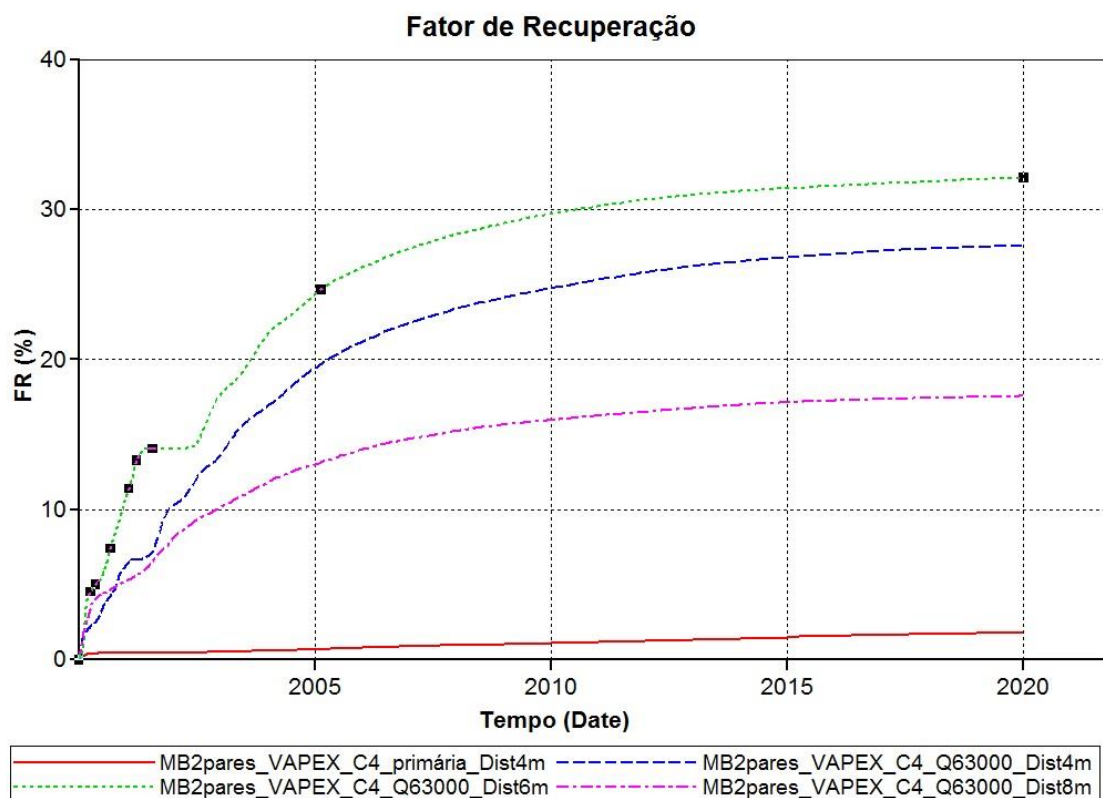


Figura 3: Analisando o fator de recuperação para diferentes distâncias entre os poços.

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, vazão de injeção e distância vertical entre os poços produtores e injetores.

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 com “2 pares de poços horizontais” com injeção de 63000 m³ de Butano ao dia e distância vertical entre os poços produtores e injetores de 6 m.

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

BUTLER, R. M., Thermal Recovery of Oil as Bitumen, Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991.

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

DAS, S. K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE, Petroleum Recovery Institute, 1998.

OLIVEIRA, M.F.; Estudo paramétrico do processo de extração com solvente (VAPEX) como método de recuperação de óleo pesado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

THOMAS, J. E. et al. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.