

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise dos parâmetros de Injeção de Vapor em Reservatórios Delgados

AUTORES:

Antonio Robson Gurgel,
Jennys Lourdes Menezes Barillas,
Tarcilio Viana. Dutra Junior
Wilson da Mata

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5ºDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºDPETRO.

Análise dos parâmetros de Injeção de Vapor em Reservatórios Delgados

Abstract

The increasing demand for new technologies of exploitation of oil that unite high efficiencies in the recovery, as well as, a economically viable cost, each time more stimulates the research for the development of new forms of oil recovery. In this direction, the Steam Injection appears with an interesting alternative in the oilfield recoveries already mature or those that present oils of high viscosity. The objective of this work is, by means of simulations carried through in a half-synthetic model with similar characteristics of the Basin sedimentary Potiguar, to carry through a parametric study of the rock-reservoir variables that had more influenced in the oil recovery in thin reservoirs. The reservoir parameters ranged different thickness, horizontal permeability, relation between vertical and horizontal permeability, rock thermal conductivities and ratio between oil and water zone. The analysis of the reservoir parameters were made in different times of production (5 e10 years). In first the 5 years of production, the reservoirs that presented minors thermal conductivities, had greater oil recoveries. In this period, the parameters that had more influenced had been, the horizontal permeability, oil zone, reason enter the oil and water zone and thermal conductivity. To the end of the production (10 years), it was distinguished reason enters the oil and water zone as being the variable most important in the oil recovery. Its reduction provided improvements in the oil recovery. The horizontal permeability continued making great importance in the oil final recovery in all time of project, while the ratio between the vertical and horizontal permeability did not present great influence in the oil recovery during the process.

Introdução geral

A crescente demanda por novas tecnologias de extração de petróleo que aliem altas eficiências na recuperação, bem como, um custo economicamente viável, cada vez mais impulsiona a pesquisa para o desenvolvimento de novas formas de extração de óleo pesado. Neste sentido, a injeção de vapor surge com uma alternativa bastante interessante na recuperação de campos já maduros ou que apresentem óleos de elevada viscosidade. O objetivo deste trabalho é, por meio de simulações realizadas em um modelo semi-sintético com características semelhantes a da Bacia sedimentar Potiguar, realizar um estudo paramétrico das variáveis de rocha-reservatório que mais influenciaram na recuperação do óleo em reservatórios delgados. Os parâmetros de reservatório compreenderam diferentes faixas de espessura, permeabilidade horizontal, relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal, zonas de aquífero, condutividades térmicas da rocha e razão entre zona de água e de óleo. A análise dos parâmetros do reservatório foi feita em diferentes tempos de produção (5 e10 anos). Nos primeiros 5 anos de produção, os reservatórios que apresentaram menores condutividades térmicas, tiveram maiores recuperações de óleo. Nesse período, os parâmetros que mais influenciaram foram, a permeabilidade horizontal, zona de óleo, razão entre a zona de água e de óleo e condutividade térmica. Ao final da produção (10 anos), destaca-se a razão entre a zona de água e de óleo como sendo a variável mais importante na recuperação de óleo. Sua diminuição proporcionou melhorias no fator de recuperação. A permeabilidade horizontal continuou desempenhando grande importância na recuperação final de óleo em todo tempo de projeto, enquanto a razão entre a permeabilidade vertical e horizontal não apresentou grande influência no fator de recuperação durante todo o processo.

Metodologia

Para a realização deste trabalho foi utilizado o simulador STARS (*Steam Thermal Reservoirs Simulation*) em um esquema de injeção *five-spot* invertido. A injeção de vapor se deu sob a forma contínua. O modelo consta de dois poços, um injetor e outro produtor num padrão $\frac{1}{4}$ de five – spot invertido em sistema cartesiano de malhas.

O modelo base projetado constou 10.000 m² na direção longitudinal e de 1600 m² na direção transversal como pode ser observado na Figura 1. A partir desse modelo foram criados dois outros para a etapa da análise dos parâmetros de reservatório. Estes possuem a mesma área longitudinal, variando somente o eixo vertical k devido a variação da espessura da zona de água e de óleo que foram consideradas na simulação.

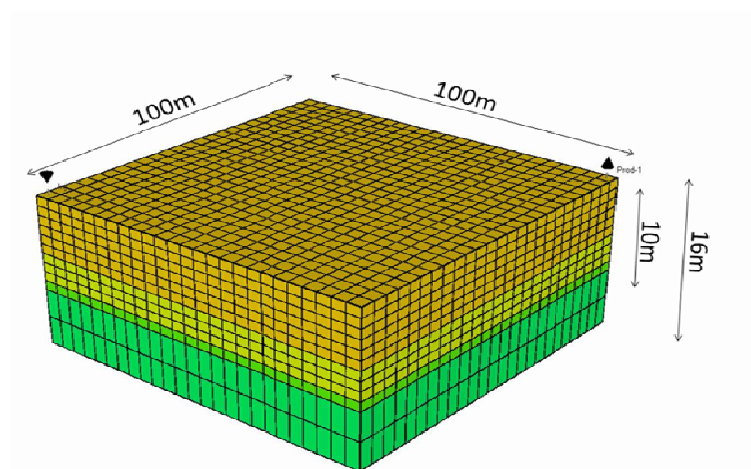


Figura 1 – Modelo base do reservatório utilizado nas simulações

Para as análises de sensibilidade, foi utilizado o programa STATISTICA 6.0, onde foram estudadas as variáveis de reservatório que mais influenciaram no processo final de recuperação de óleo. A Tabela 1 ilustra os parâmetros da rocha reservatório que compõem o modelo base utilizado na simulação, a partir dele foi realizado o estudo dos parâmetros de reservatório.

Tabela 1 - Parâmetros de rocha reservatório

Parâmetros de reservatório	Valor
Saturação de óleo (%)	0,64
Permeabilidade horizontal (mD)	1000
Kv/Kh	10
Porosidade (%)	24
Viscosidade do óleo (cP)	1000
Condutividade térmica da rocha (W/mK)	1,73
Condutividade térmica da água (W/mK)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mK)	0,13
Espessura de zona de óleo (m)	10
Espessura da zona de água (m)	6
Pressão de superfície (kPa)	101, 325
Pressão de subsuperfície (kPa)	1975,83
Profundidade do reservatório (m)	200

Os parâmetros operacionais utilizados na simulação referentes ao modelo base estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros operacionais

Parâmetros operacionais	Valor
Qualidade do vapor (%)	50
Vazão de injeção de vapor (ton./dia)	25
Vazão máxima de produção (t/dia)	150
Pressão de superfície (kPa)	101, 325
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	200,5
Pressão máxima de injeção (kPa)	7.3453,06
Temperatura do vapor (K)	556

O óleo utilizado nas simulações possui viscosidade semelhante a encontrada em reservatórios da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Seu padrão de comportamento pode ser descrito de acordo com a Figura 2.

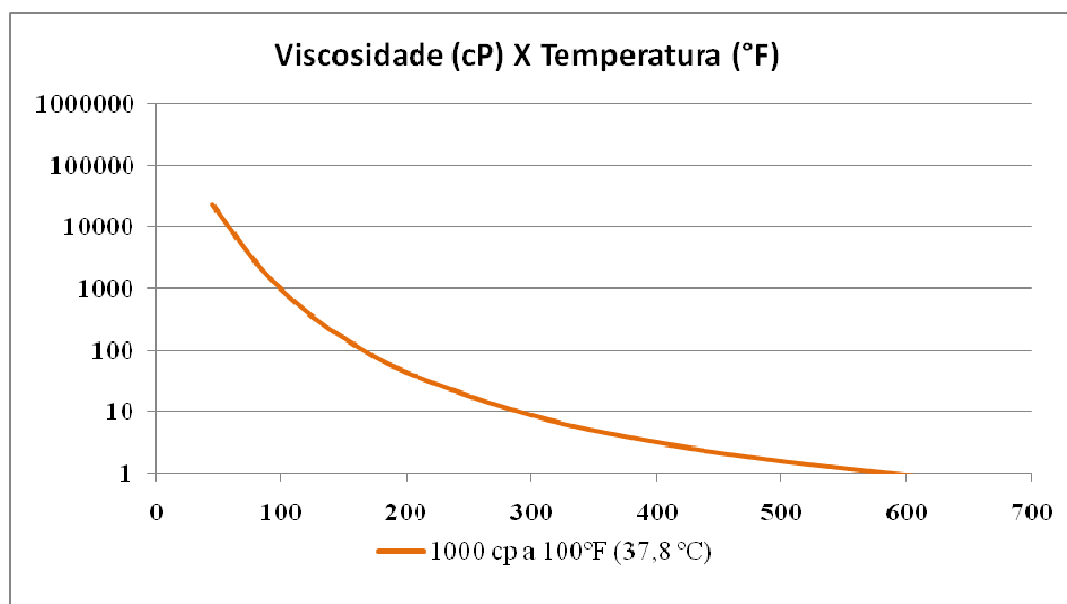


Figura 2 – Gráfico da influência da temperatura na viscosidade do óleo

Resultados e Discussão

Os resultados das Figuras 3, 4, 5, 6 e 7 são referentes a simulações realizadas em um modelo com 10m de zona produtora e 1m de zona de água com todos os valores numéricos dos parâmetros de reservatório e operacionais descritos nas Tabelas 2 e 3 respectivamente.

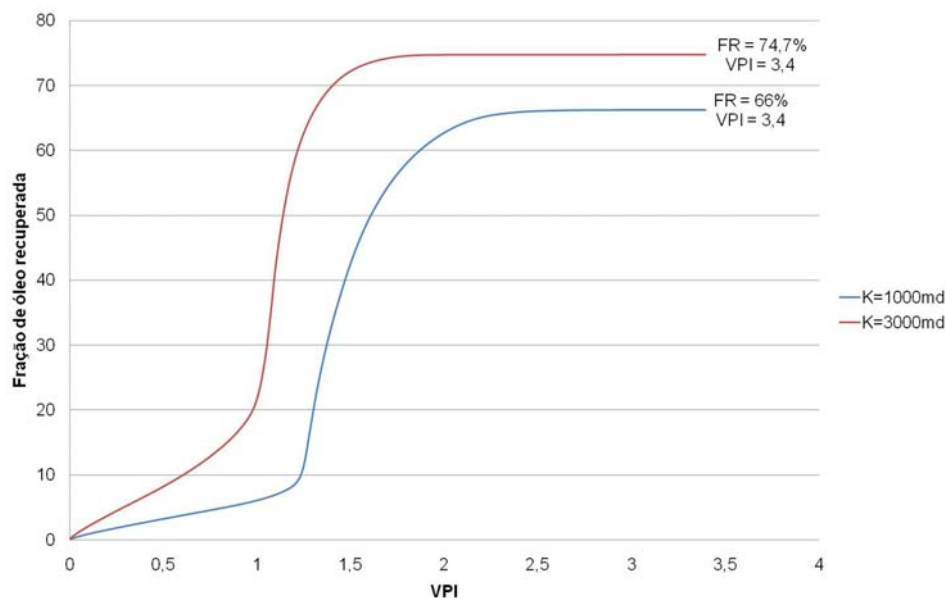


Figura 3 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de permeabilidade

Ao se analisar a influência da permeabilidade no fator de recuperação de óleo, observou-se que a permeabilidade de 3.000 mD proporcionou melhores fatores de recuperação do que para valores de 1000 mD durante todo o tempo de recuperação. Houve também uma menor quantidade de volume de vapor injetado nos espaços porosos para reservatório de maior permeabilidade do que para de menor. Este resultado também se repetiu para as faixas de espessura de 10 e 15m respectivamente.

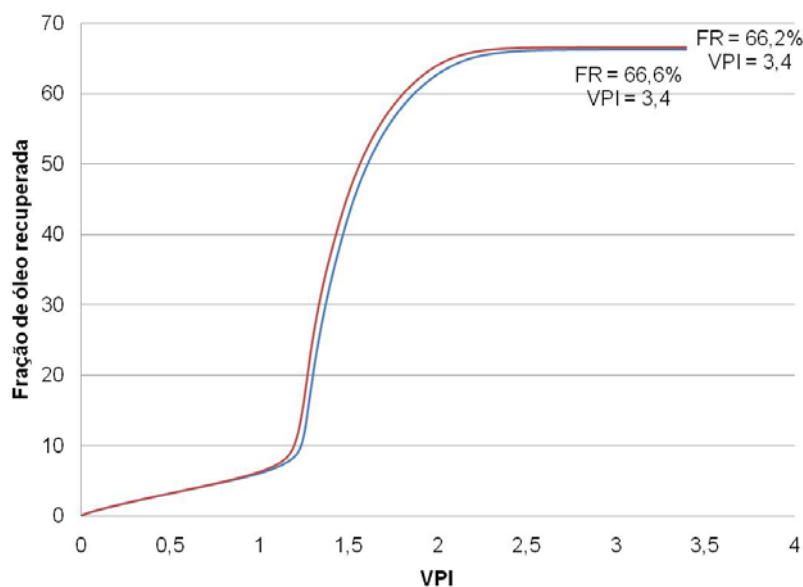


Figura 4 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de razões de permeabilidade K_v/K_h

Os resultados para a análise da variável K_v/K_h , não mostraram influência significativa na recuperação final de óleo em função do VPI. Resultados similares também foram observados para as demais faixas de espessuras.

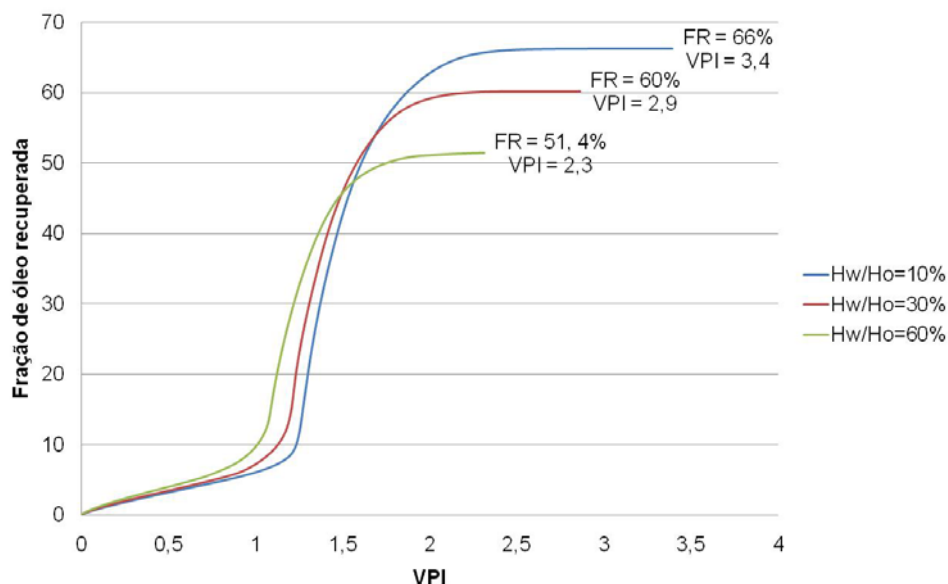


Figura 5 - Gráfico do fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes razões de zona de água em relação a zona de óleo

A análise da influência da zona de água demonstrou que a presença dessa variável em maiores valores resultou em menores fatores de recuperação final de óleo. Essa tendência se repetiu em todos os casos analisados. Segundo os resultados, a presença de zonas de água desfavorecem a ação de varredura do vapor fazendo com que mais água seja produzida em vez de óleo. Novamente os resultados também se repetiram para as outras duas faixas de espessura estudadas (5 e 15m).

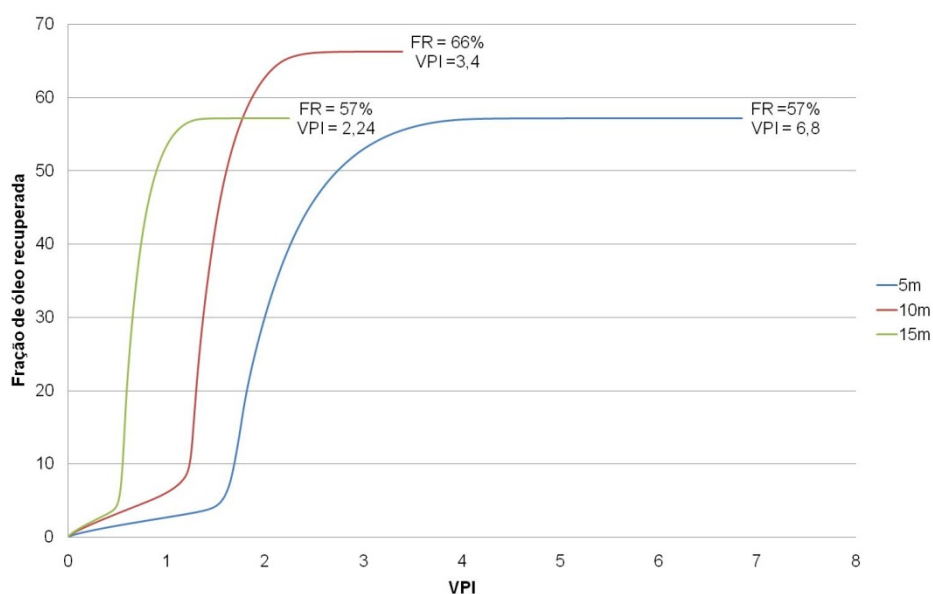


Figura 5 - Gráfico do fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes espessuras de zona de água e óleo.

De acordo com os valores obtidos, observa-se que a medida que aumenta a espessura da zona de óleo, um menor volume poroso injetado é necessário para levar o banco de óleo ao poço produtor.

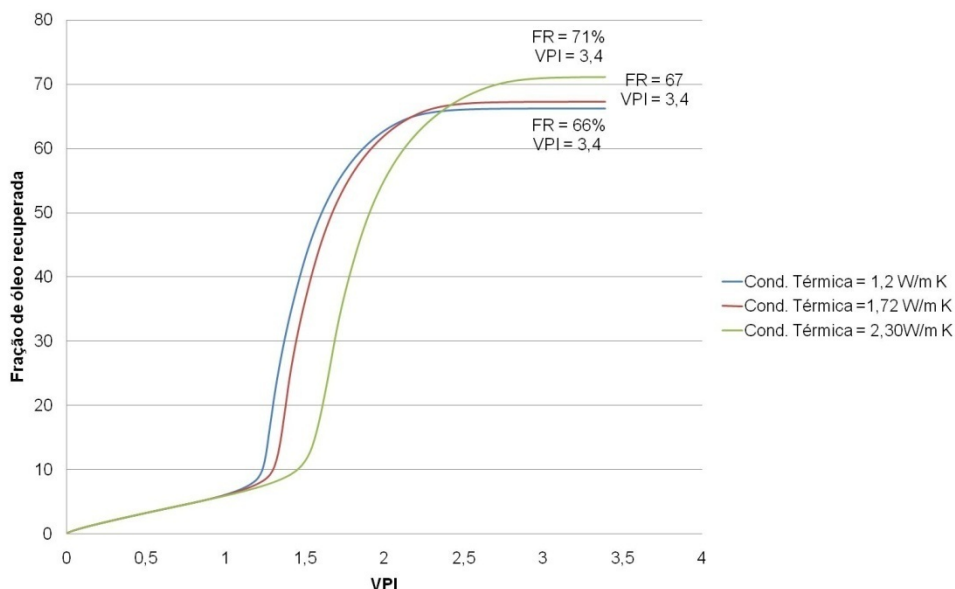


Figura 6 - Gráfico do fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes condutividades térmicas

Quando se analisou o fator de recuperação em função do volume poroso injetado para diferentes condutividades térmicas para a espessura de 10m de zona de óleo, observou-se que para valores menores de condutividade térmica, menor a perda de calor para as camadas sobrejacente e, conseqüentemente, maior quantidade de energia para o reservatório, o que faz o banco de óleo chegar primeiro para esse caso. Apesar disso, esse modelo não apresentou o maior Fator de Recuperação no final do processo, como pode ser visto na Figura 7.

Conclusões

- Ao final de dez anos de produção, a razão entre a zona de água e de óleo foi a variável mais importante na recuperação de óleo, onde sua diminuição proporciona melhorias no fator de recuperação de óleo.
- A permeabilidade horizontal continuou desempenhando grande importância na recuperação de óleo. Maiores valores da permeabilidade horizontal proporcionam melhores fatores de recuperação. Ao passo que a razão entre a permeabilidade vertical e a horizontal K_v/K_h não apresentou influência significativa no fator de recuperação final.
- A medida em que se tinha maiores espessuras de zona produtora, observou-se que menores volumes porosos injetados são necessários para levar o banco de óleo aquecido ao poço produtor.
- Menores valores de condutividade parecem resultar em menores perdas de calor para as formações adjacentes aumentando, portanto, o fator de recuperação do óleo até um limite do volume de fluido injetado na formação. Uma vez atingido esse limite de VPI, o efeito da maior condutividade térmica das rochas potencializa uma maior recuperação final de óleo.

Agradecimentos

Agradecemos a CAPES pelo apoio financeiro e ao PPGCEP pelo apoio na execução desse trabalho.

Referências Bibliográficas

- A.K. Sarkar, P.S. Sarathi, and A.R. Strycker - Use of Horizontal Wells for Improving Steamflood Performance of Thin, Low – Permeability Heavy – Oil Reservoir - SPE/DOE 27806 – 1994;
- Prats, M., THERMAL RECOVERY, SPE, Vol. 7, 1982;
- T.M. Doscher e M.A. EL-Arabi - Steamflooding Strategy for Thin Sands - SPE 11679 – 1983.