

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise da distância entre poços no processo de Injeção Contínua de Vapor em Reservatórios do Nordeste Brasileiro

AUTORES:

Allene de Lourdes Souto de Moura
Mirella Lopes da Rocha
Jennys Lourdes Meneses Barillas

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

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.

Análise da distância entre poços no processo de Injeção Contínua de Vapor em Reservatórios Do Nordeste Brasileiro

Abstract

Much of the existing hydrocarbon reserves currently are comprised of heavy oils. One method for heavy oil recovery is the thermal method, the most widely used process that fits this classification is steam injection. As the steam enters the reservoir, forms a saturated vapor zone around the well. This area expands as more steam is injected. In front of the saturated vapor zone, it condenses into water due to heat loss to the formation and form a hot condensate zone. Pushed by continuous injection of steam, hot condensate carries heat into the cooler regions farther from the injection well. The latent heat transmitted to the reservoir heats the oil therein, providing a reduction in viscosity thereby improving the flowability of the same, and consequently promotes production. The performance of this process can be significantly affected by certain operating and geometric parameters of the reservoir. The aim of this study was to analyze different distances between wells in the steam injection process, applying it in a semi-synthetic reservoir with Brazilian Northeast features. To do the work was used a numerical simulation program reservoirs of CMG (Computer Modeling Group), the STARS software (Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator). In preparing the study were analyzed some operating parameters such as flow injection and distance between the wells through graphs the recovery factor and oil saturation map. It was found that increasing the steam flow to a certain value there is an increase in production. Regarding the shorter distances between wells, the lower the faster the oil reaches the production well, but the reservoir is not well swept. As for the longer distances the oil bank reaches more slowly, however can produce a greater volume after 10 years of the project.

Introdução

O consumo de energia com o passar dos anos cada vez mais vem aumentando e uma das principais fontes de energia é o petróleo. A partir disso as reservas de petróleo tendem a diminuir e devido as grandes quantidades de hidrocarbonetos retidas no reservatório, já explorados, foi necessário o desenvolvimento de tecnologias adequadas para a extração de uma maior quantidade de óleo. Os métodos convencionais de recuperação têm como finalidade apenas deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, porém devido a viscosidade do óleo que pode ser elevada nem sempre ele é escoado satisfatoriamente até o poço produtor.

As vastas quantidades de óleo pesado e extrapesado dominam as reservas mundiais de hidrocarbonetos. Uma viscosidade elevada é uma grande preocupação para a recuperação de reservatórios com esse tipo de óleo, pois torna um projeto tecnicamente desafiador e além de provocar impacto no seu retorno financeiro.

Assim, para a recuperação desses óleos pesados presentes nesses reservatórios, são aplicados processos térmicos de recuperação avançada de petróleo, principalmente, a injeção de vapor. Os métodos térmicos remontam na injeção de energia em forma de calor no reservatório, onde faz com que a temperatura do óleo aumente, diminuindo assim sua viscosidade e consequentemente melhorando a sua mobilidade, tornando mais fácil o seu deslocamento.

Os métodos térmicos constituem a principal técnica em uso para recuperar óleos pesados e viscosos, uma vez que o aumento de temperatura reduz drasticamente a viscosidade do óleo, afinando-

o e melhorando sua fluidez e mobilidade no interior do reservatório (KOVSCHEK, 2012). Alguns desses métodos são conhecidos como: injeção de vapor, que pode ser, cíclica, contínua, SAGD e ES-SAGD; combustão in situ e aquecimento eletromagnético.

Dentre os métodos térmicos mencionados, o mais amplamente utilizado é a injeção de vapor no reservatório, que quando bem projetado é muito eficiente na recuperação de óleo, embora sua aplicabilidade seja limitada em algumas situações. No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação especial mais utilizado para a recuperação de óleos pesados, principalmente no Nordeste.

Nesse contexto, esse trabalho tem como objetivo estudar uma otimização da distância entre poços, no processo de injeção de vapor aplicando-o em um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro.

Para realizar o trabalho foi utilizado um programa de simulação numérica de reservatórios comercial da CMG (*Computer Modeling Group*), o software STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) da versão 2013.1.

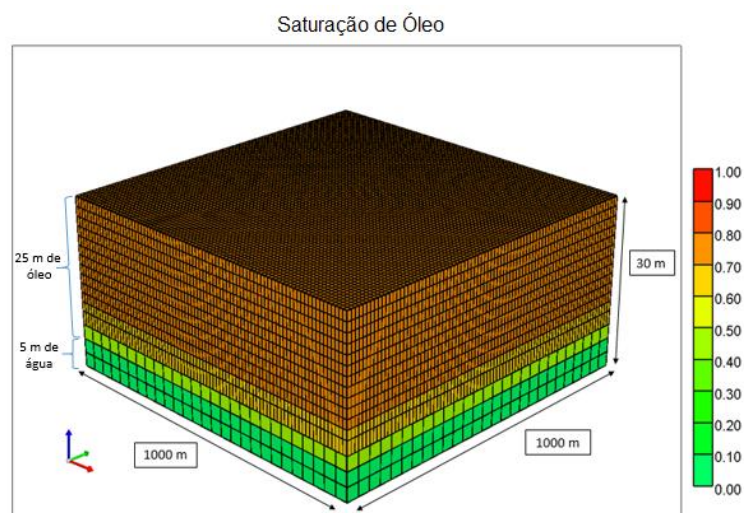
Metodologia

Para a resolução deste trabalho as ferramentas utilizadas foram, o Winprop para criação do modelo de fluido, o Builder para construção do reservatório e implementação do método proposto e o simulador STARS todas das versões 2013.1, que são softwares pertencentes ao grupo CMG (*Computer Modelling Group*).

O modelo proposto é um reservatório homogêneo semissintético com características do Nordeste Brasileiro. O reservatório possui dimensões 1000 m x 1000 m x 30 m, disposto em um sistema de coordenadas cartesiano com direções x, y e z, e possui uma espessura total de 30 m, sendo 25 m de óleo e 5 m de água.

A Figura 1 mostra, além da saturação inicial de óleo, cujo valor está em torno de 0.72, nas camadas que contém óleo, apresenta as dimensões do modelo, e o refinamento escolhido, que resultou em 96957 blocos.

Figura 1: Vista 3 D da saturação inicial de óleo, das dimensões e do refinamento da malha



A Tabela 1 apresenta as principais propriedades do reservatório utilizados nos arquivos de dados.

Tabela 1: Propriedades do reservatório

Área do reservatório m ²	1000x1000	Porosidade %	25
Espessura do reservatório m	30	Saturação de água conata %	29
Volume de óleo <i>in place</i> m ³ std	4273500	Temperatura inicial °C	38
Profundidade do reservatório m	200	Contato água-óleo m	225
Permeabilidade horizontal (kh) mD	1000	Pressão kPa	1978,79
Permeabilidade Vertical (kv) mD	100		

O modelo de fluido utilizado foi criado no programa WINPROP. Nele, são inseridas informações com dados experimentais como, por exemplo, a composição do fluido, viscosidade, fator volume formação do óleo, densidade do óleo em função da pressão, a razão gás-óleo (RGO), o grau API e a pressão de saturação. Em sequência foi criado os pseudo-componentes, que são agrupamentos de componentes para a formação de outro componente. A partir desses dados é possível caracterizar o fluido presente no reservatório.

Neste estudo, a modelagem de fluidos foi realizada utilizando características de um óleo da região do Nordeste do Brasil, ajustado em um agrupamento de sete pseudo-componentes.

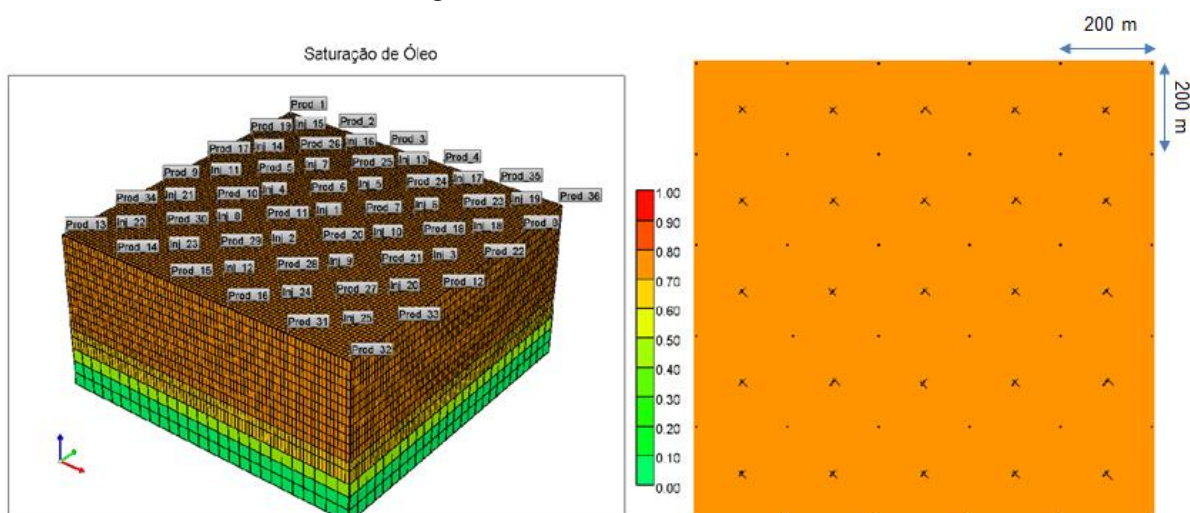
A Tabela 2 mostra o agrupamento das composições dos pseudo-componentes e seus respectivos percentuais presentes no óleo.

Tabela 2: Agrupamento e percentual dos pseudo-componentes

Componentes	Porcentagem em Mol (%)	Componentes	Porcentagem em Mol (%)
$CO_2 - N_2$	0,69	$C_{20} - C_{29}$	28,92
$C - C_9$	10	$C_{30} - C_{39}$	17,24
$IC_4 - nC_5$	0,31	C_{40+}	25,42
$C_6 - C_{19}$	17,415		

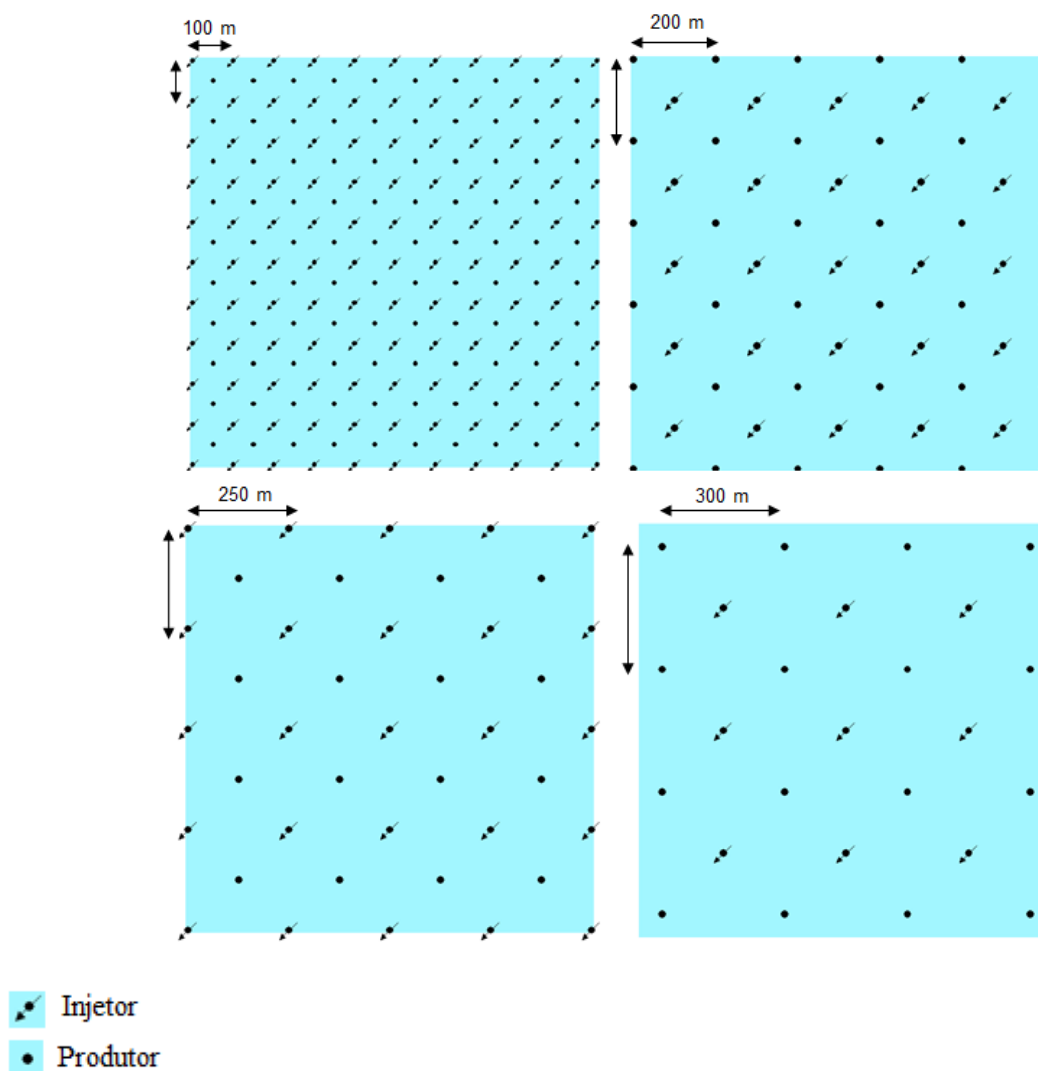
A Figura 2 apresenta o modelo base estudado que serve de referência para comparar com os outros modelos analisados, vistos que essa configuração que possui uma distância entre poços de aproximadamente 200 m é geralmente utilizada pelas empresas de petróleo. A configuração estudada foi a five-spot invertida.

Figura 2: Vista 3D do modelo base



Na Figura 3 pode-se observar diferentes esquemas da perfuração dos poços, demonstrando o espaçamento entre eles. As distâncias analisadas foram de: 100, 200, 250, 300 m.

Figura 3: Distância entre poços analisadas



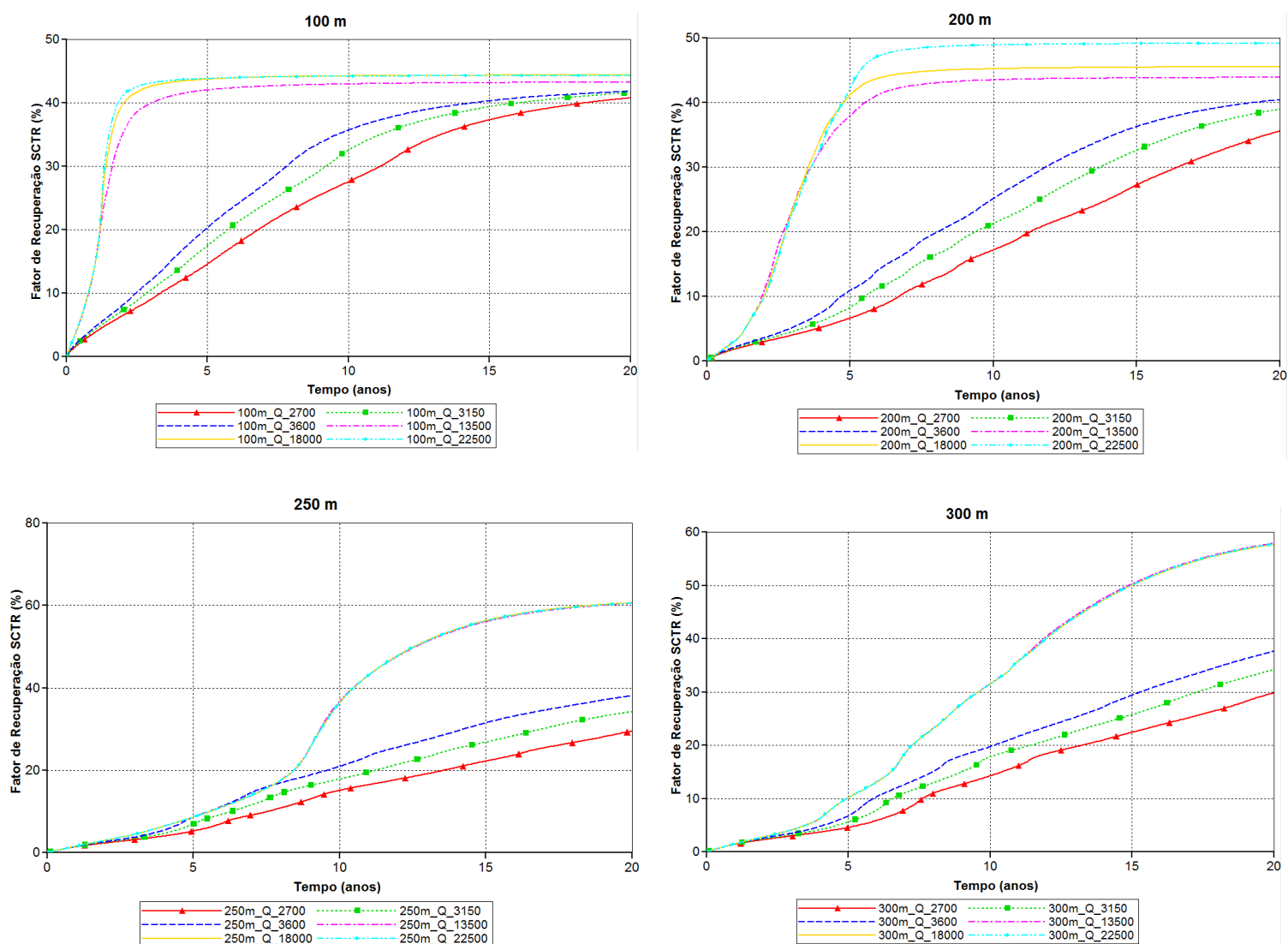
Resultados e Discussão

Foram analisadas 6 vazões de injeção de vapor de 2700, 3150, 3600, 13500, 18000 e 22500 m³ STD/dia para cada modelo com o intuito de verificar o comportamento da produção de óleo.

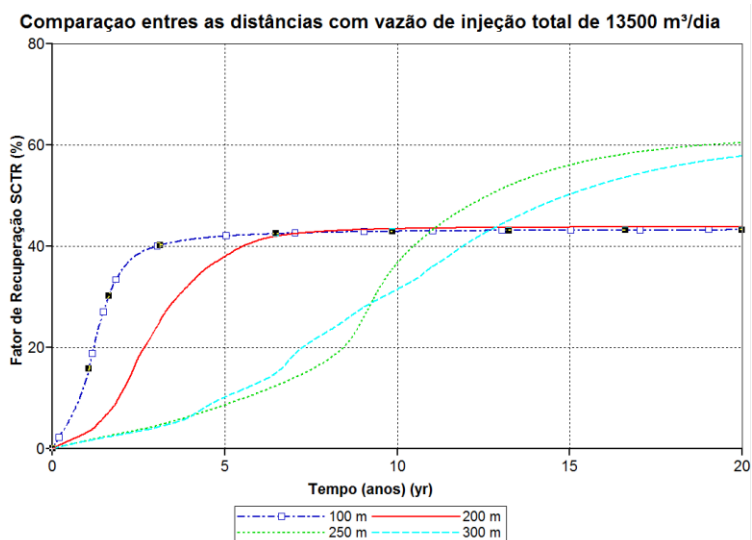
Na

Figura 4 pode-se ver o comportamento do fator de recuperação (FR) de óleo e observa-se que quanto maior a vazão maior é a quantidade de óleo recuperado, porém esse incremento só é considerável até a vazão injetada de 13500 m³/dia. Também é possível notar que para distâncias menores o aumento da vazão implica em uma antecipação da chegada do banco de óleo ao poço produtor, o que economicamente poderia representar uma antecipação de receitas.

Figura 4: Gráficos do Fator de Recuperação de Óleo Acumulado



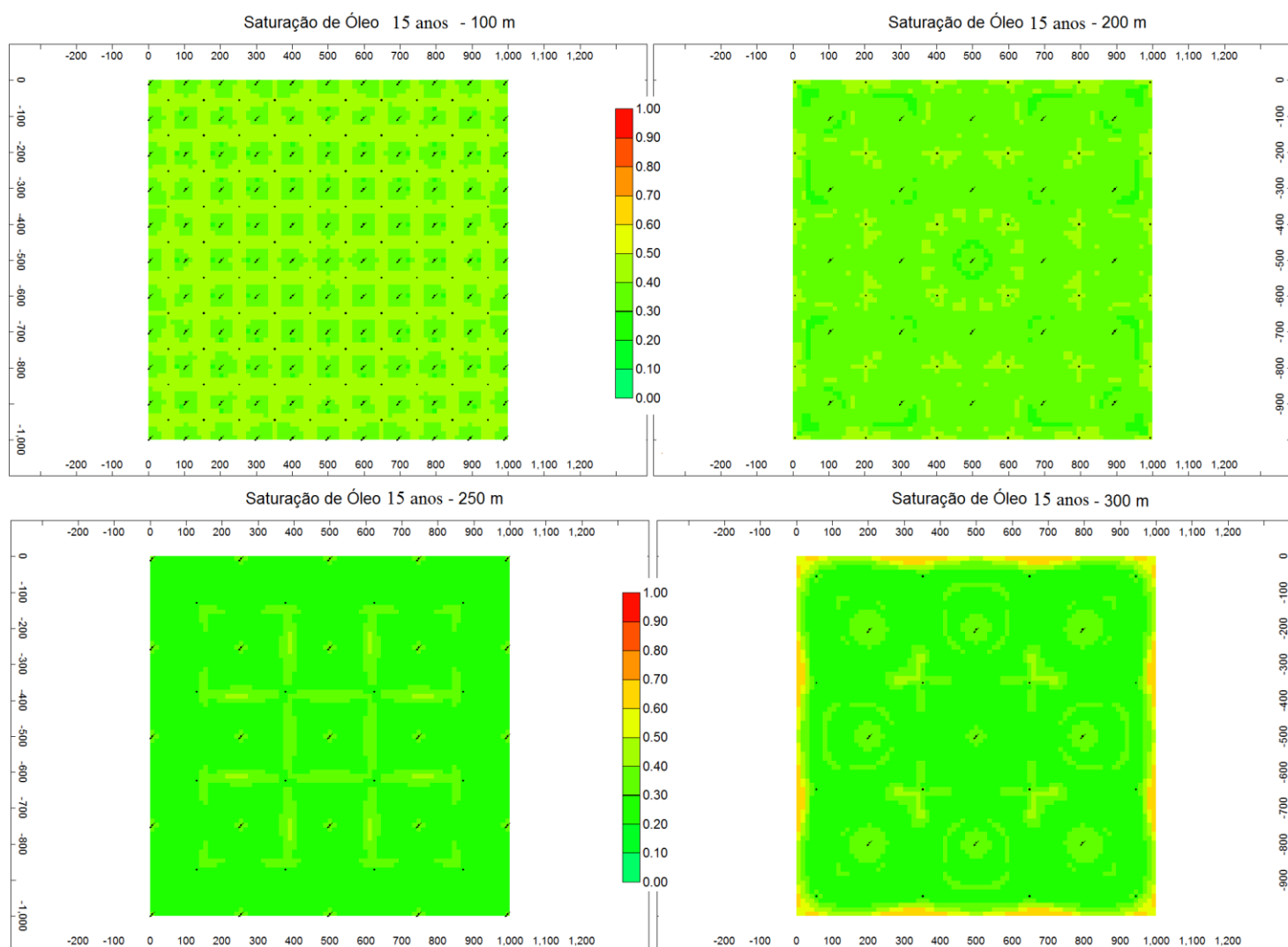
A Figura 5 apresenta uma comparação do fator de recuperação entre as distâncias analisadas, injetando uma vazão total no campo de 13500 m³/dia. Observa-se que as distâncias de 200 e 300 m apresentam maior fator de recuperação ao final do tempo do projeto, alcançando valores maiores que 55% do fator de recuperação do reservatório, porém deve-se levar em conta que em comparação às outras distâncias (100 e 200 m) há um grande atraso da chegada do banco de óleo.

Figura 5:
fator de
as distânciasComparação do
recuperação entre
analisadas

Nos primeiros seis anos observa-se que é obtido para as distâncias de 100 e 200 m um fator de recuperação superior a 40 %, contudo após esse período não se consegue obter incrementos com a injeção de vapor, pois devido a essa menor distância entre os poços já ocorre o *breakthrough*, o vapor injetado já começa a ser produzido. Já para as distâncias de 250 e 300 m apesar da chegada tardia do banco de óleo, devido ao maior espaçamento entre os poços, há um melhor varrido do óleo no reservatório conseguindo atingir maiores fator de recuperação. Contudo é necessário realizar um estudo da viabilidade técnica-econômica dos projetos para escolher uma alternativa mais atrativa.

Na Figura 6 é possível observar o varrido do óleo através dos mapas de saturação no tempo de projeto de 15 anos. O modelo que utiliza 250 m de distância, nessa data, apresenta uma menor saturação na maioria da área do campo, entre 0.20 e 0.30, confirmando o resultado visto na Figura 5, onde mostra um fator de recuperação superior aos outros modelos estudados. Já nas distâncias inferiores mostra uma maior presença de óleo.

Figura 6: Mapa de saturação de óleo



Conclusões

- O aumento da vazão de injeção do vapor incrementa consideravelmente o fator de recuperação de óleo até 13500 m³/dia para os quatro modelos, injetar vazões superiores em relação a essa não apresentam eficiência na produção.
- Menores distâncias entre os poços antecipam a chegada do banco de óleo nos poços produtores, porém atingem o seu FR máximo nos primeiros 6 anos. Para distâncias maiores, apesar de inicialmente obter um atraso na sua produção consegue varrer melhor a área do reservatório atingindo maiores FR após 10 anos de projeto.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao PRH-PB 221 (Petrobras), ao LEAP (Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo) da UFRN pelo suporte fornecido para a execução deste trabalho e à CMG pelo software de simulação.

Referências Bibliográficas

BARILLAS, J. L. M.; Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor. Tese de Doutorado em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

KOVSEK, A. R. Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.98-99, p.130-143, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.