

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



## TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO PARAMÉTRICO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

## AUTORES:

Ivanca de Medeiros Dantas<sup>1</sup>, Edney Rafael V. P. Galvão<sup>1</sup>, Marcos Allyson F. Rodrigues<sup>1</sup>, Tarcilio Viana Dutra Jr.<sup>1</sup>, Wilson da Mata<sup>1</sup>

## 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 a 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 8ºPDPETRO.*

## ESTUDO PARAMÉTRICO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

### Abstract

The primary energy existing at the beginning of oil reservoirs productive life is dissipated during production. The heavy oil reservoirs have high viscosity and need Enhanced Oil recovery methods. The combination of a thermal method and an miscible method, as example an injection steam and solvent, is an alternative which in addition to reducing the oil viscosity, reduces the interfacial tension, increasing fluency of the heavy oil in the porous medium, facilitating the production. The reduction of heat losses provided, in particular those that occur from the reservoir to the adjacent formations, culminate in an increased efficiency of the method. Therefore, it is necessary to understand the heat transfer mechanisms and the main causes of the losses occurring during this process as well as perform a sensitivity study that encompasses operating parameters and rock-fluid reservoir to be analyzed. Thus, in order to verify the influence of some parameters (thermal conductivity of the surrounding rocks, steam-solvent ratio, steam injection flow and steam title) on the thermal efficiency and the oil recovery factor, was realized numerical studies of the method proposed. The simulations were performed at the STARS module ("Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator") of CMG Program ("Computer Modelling Group"), version 2014.10. The model of fluid used corresponds to a heavy oil with similar characteristics to those found in some reservoirs of the Potiguar Basin. Through simulation was possible to identify the best settings of the operating parameters were reached with the largest solvent-vapor injection reasons. The project time was set at 10 years.

### Introdução

A estimativa mundial de recursos naturais nas formas de petróleo pesado e betume é de aproximadamente seis trilhões de barris de volume original *in place*, o que é cerca de seis vezes o total de petróleo das reservas convencionais. Essas estão localizadas, em sua maioria, nos Estados Unidos, Canadá, Venezuela e em menor escala em campos no nordeste brasileiro (Karmaker, 2003).

Para recuperação de óleos pesados dos reservatórios, têm sido empregados os processos de recuperação térmica, que atuam na redução da viscosidade do óleo, melhorando assim o escoamento e viabilizando a produção de petróleo em campos não comerciais caso fossem utilizados os métodos convencionais de recuperação. (Rodrigues, 2008).

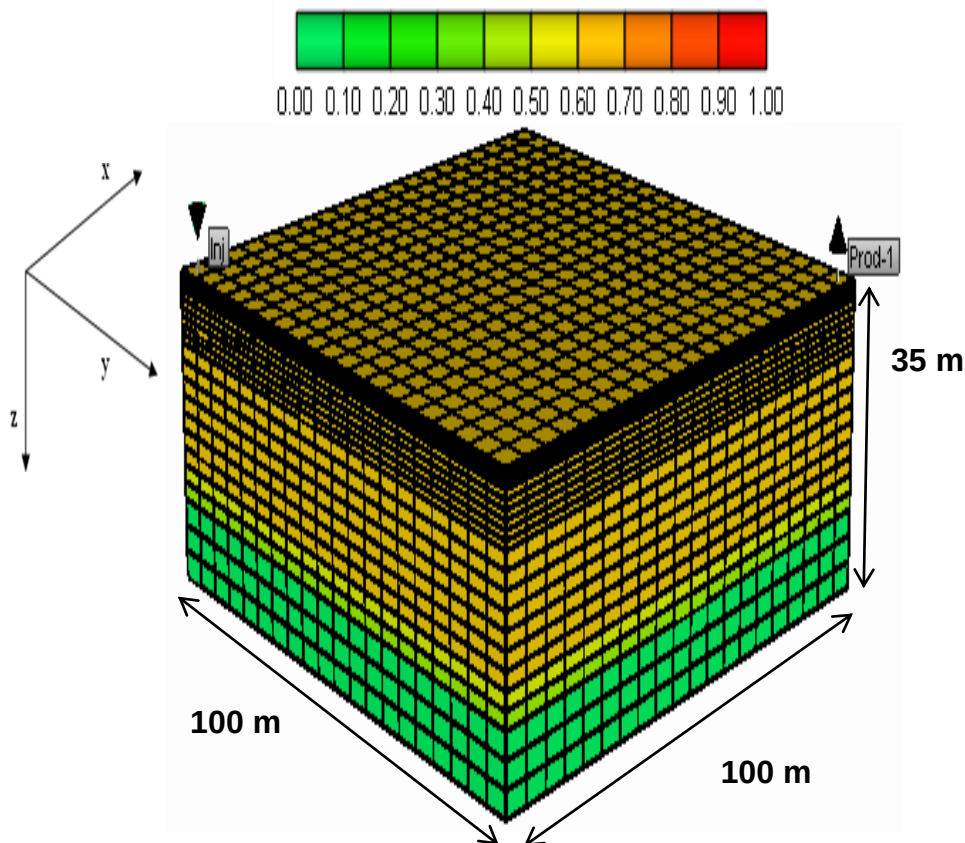
O solvente injetado, juntamente com o vapor, vaporiza-se e flui com a frente de vapor, impedindo a criação de caminhos preferenciais. Quando o solvente alcança regiões menos aquecidas do reservatório, ele se condensa e se mistura ao óleo pesado. Parte do calor injetado ou gerado no reservatório permanece nele e o restante é perdido através dos fluidos produzidos e para as camadas adjacentes ao reservatório.

Este trabalho apresenta uma análise da injeção de vapor e da injeção de vapor e solvente C9 (nonano) em um reservatório com característica do nordeste brasileiro. Para isso, foram consideradas as influências dos parâmetros operacionais tais como a vazão de injeção de vapor, título e razão vapor-solvente como também a condutividade térmica da rocha. As simulações foram realizadas no

programa Launcher da CMG (*Computer Modelling Group*) – versão 2014.10, através do módulo *STARS (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulation)*, os gráficos foram gerados no *Results Graph* com o auxílio do *Microsoft Office Excel 2007* e os mapas no *Results 3D*. A eficiência térmica foi analisada por intermédio de um estudo analítico.

## Metodologia

O modelo base projetado constou nas direções “x”, “y” e “z” das seguintes dimensões: 100 m x 100m x 35m, respectivamente. O modelo foi considerado homogêneo e a malha trabalhada foi a de  $\frac{1}{4}$  de *five-spot* invertido. O modelo composicional de fluidos contidos no reservatório possui °API igual a 16 e a viscosidade do óleo morto (@38°C) é de 1121,1 cp. O reservatório se encontra a uma profundidade de 200 m, possuindo 35 m de espessura, sendo 26 m de zona de óleo e 9 m de zona de água. A Figura 1 apresenta o modelo padrão utilizado na simulação e a saturação inicial de óleo.



**Figura 1:** Modelo base do reservatório e saturação inicial de óleo.

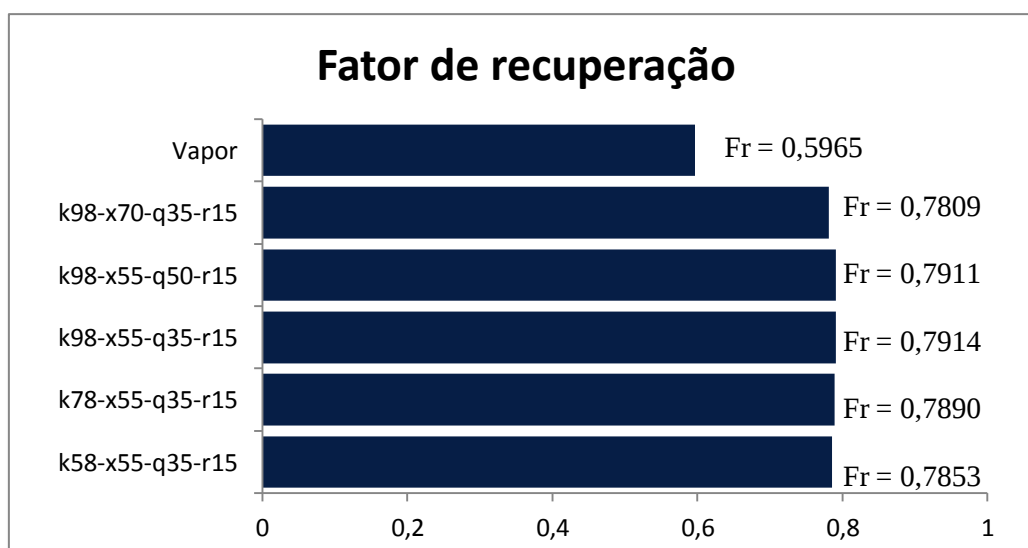
As simulações foram realizadas variando-se os parâmetros em três diferentes níveis, com base em estudos realizados anteriormente, conforme a Tabela 1. Nessa tabela, também é apresentada a nomenclatura utilizada para os respectivos parâmetros.

**Tabela 1:** Níveis no qual foram estudados os parâmetros de reservatório.

| Parâmetro                                                              | -1 | 0  | 1  |
|------------------------------------------------------------------------|----|----|----|
| Vazão de Injeção de Vapor ( $\text{m}^3/\text{dia}$ ) - “Qvinj”        | 20 | 35 | 50 |
| Título (%) – “x”                                                       | 55 | 70 | 85 |
| Volume de Solvente Injetado / Volume de Vapor Injetado (%) - “% de C9” | 5  | 10 | 15 |
| Condutividade térmica da rocha (Btu/dia-ft-°F) - “k”                   | 58 | 78 | 98 |

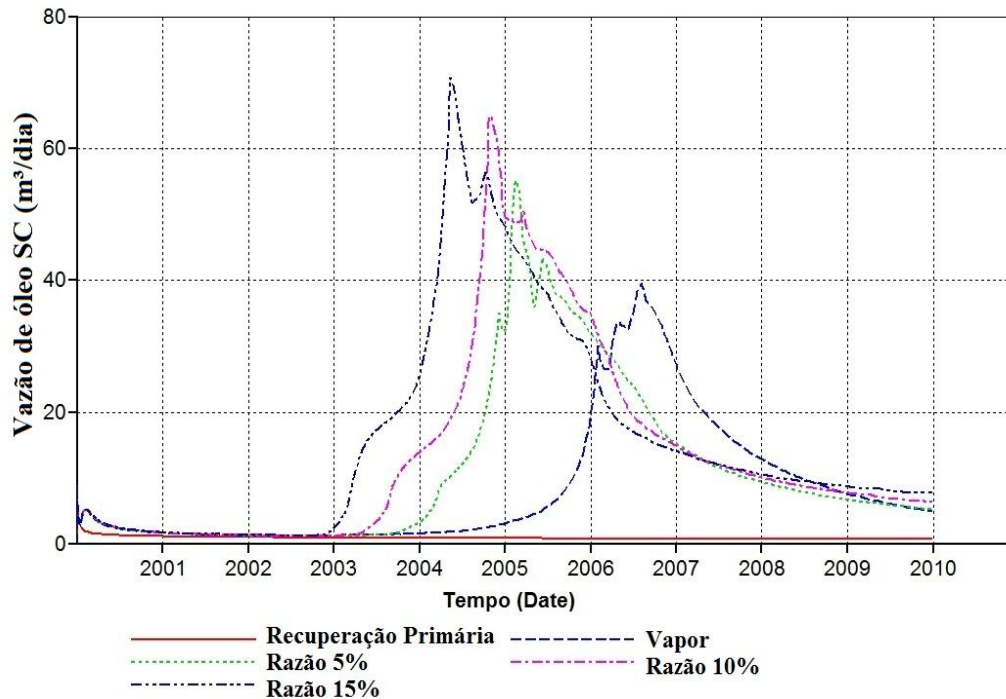
## Resultados e Discussão

Os melhores resultados, obtidos através da variação de parâmetros, em relação ao fator de recuperação do óleo, onde os volumes produzidos de solvente não estão sendo contabilizados, estão listados na Figura 2. Para simplificação do modelo, foi utilizada a letra “k” para referir-se à condutividade, “x” para o título, “q” para a vazão de injeção de vapor e “r” para a razão vapor solvente, de tal forma que o modelo que obteve os melhores resultados em questão de fator de recuperação foi k98-x55-q35-r15, que possui condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F, título de injeção de 55%, vazão de injeção de vapor de 35  $\text{m}^3/\text{dia}$  e razão vapor solvente de 15%. Este foi escolhido como o melhor modelo, pois além de obter o fator de recuperação ligeiramente maior ele também opera com uma vazão de injeção de vapor menor que os demais modelos. Diante disso, o modelo k98-x55-q35-r15 possui um menor custo operacional.

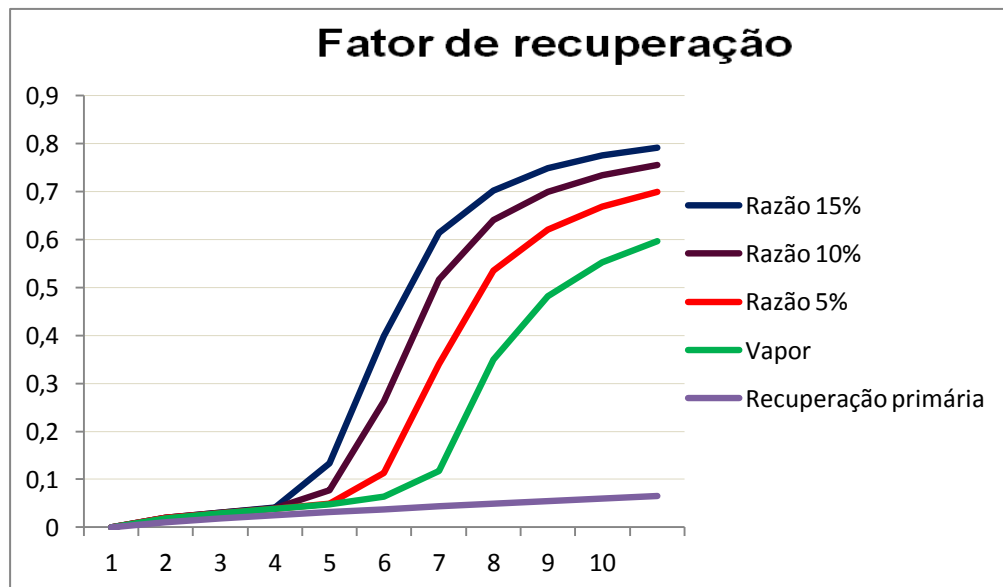
**Figura 2:** Melhores resultados simulados para o fator de recuperação.

A Figura 3 mostra a vazão de óleo nas condições de superfície *versus* tempo e a Figura 4 mostra os fatores de recuperação *versus* tempo. Ambos analisam um modelo com condutividade 98 BTU/dia.ft.°F, vazão de vapor de 35  $\text{m}^3/\text{dia}$ , título de 55% e uma razão solvente-vapor de 5%, 10% e

15%, comparados à recuperação primária e à injeção de vapor sem solvente. Estes gráficos permitem averiguar que, até um período de aproximadamente três anos, tanto as frações recuperadas quanto as vazões de óleo são as mesmas para os modelos em questão. Após este período, observa-se que o aumento da quantidade de solvente injetado incrementou tanto a vazão de óleo como também o fator de recuperação.



**Figura 3:** Vazão de óleo nas condições de superfície *versus* Tempo

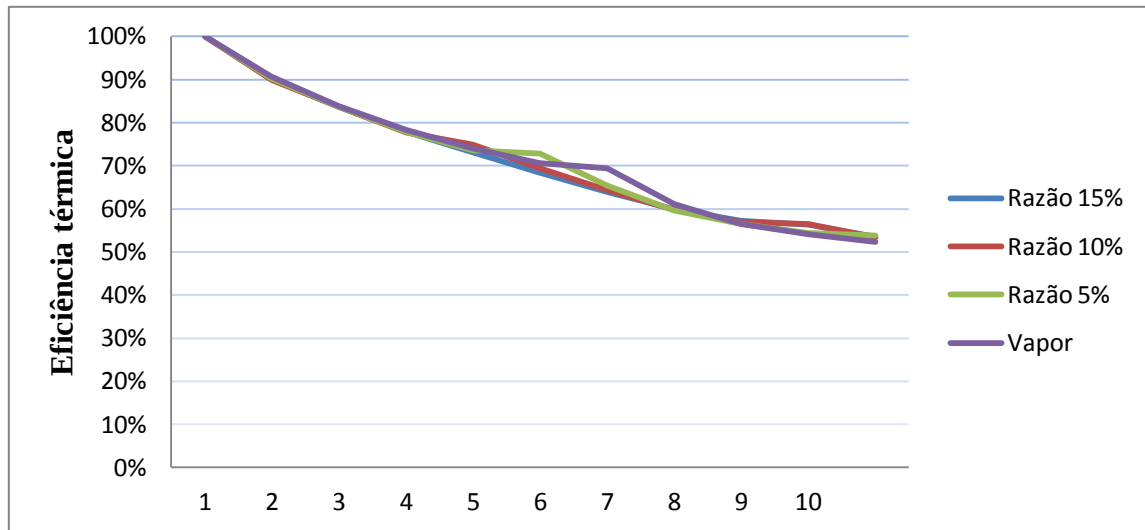


**Figura 4:** Fator de recuperação do óleo *versus* tempo.

No geral, é observado que, quanto mais o tempo passa, mais o calor do reservatório é perdido tanto para as camadas adjacentes quanto para os fluidos produzidos, implicando na queda de eficiência térmica. Os gráficos a seguir mostram que, até aproximadamente três anos de projeto, as curvas

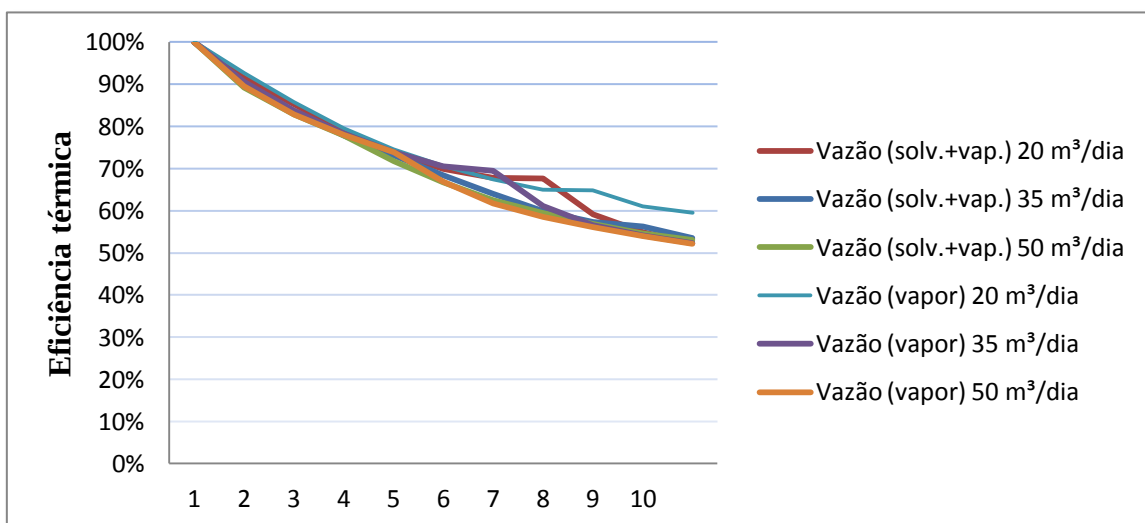
praticamente coincidem e, após esse período, as curvas tendem a se estabilizar. A partir do “breakthrough” do vapor, elas declinam mais acentuadamente.

A Figura 5 apresenta um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo para os modelos em questão. Vale salientar que, como foi visto no estudo da adição de solvente, ao se acrescentar solvente na injeção de vapor, a produção de óleo é melhorada, porém a eficiência térmica do modelo que injeta vapor e solvente e do modelo que injeta apenas vapor é praticamente a mesma.



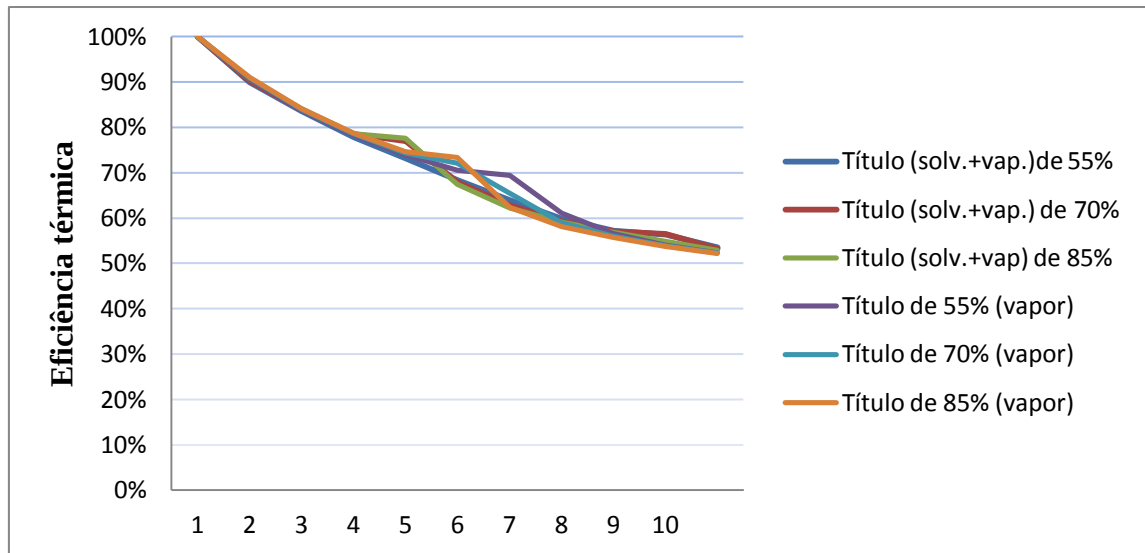
**Figura 5:** Eficiência térmica *versus* tempo na análise da razão solvente-vapor. Título de 55%, condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F e vazão de 35 m³/dia.

A Figura 6 exibe um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo com base na análise da vazão, variando a vazão de injeção de vapor em 20 m³/dia, 35 m³/dia e 50 m³/dia. Para os modelos com solvente, é utilizado uma razão solvente-vapor de 15%. Percebe-se que a eficiência térmica referente ao modelo com vazão de 20 m³/dia na injeção de vapor é ligeiramente melhor que as demais.



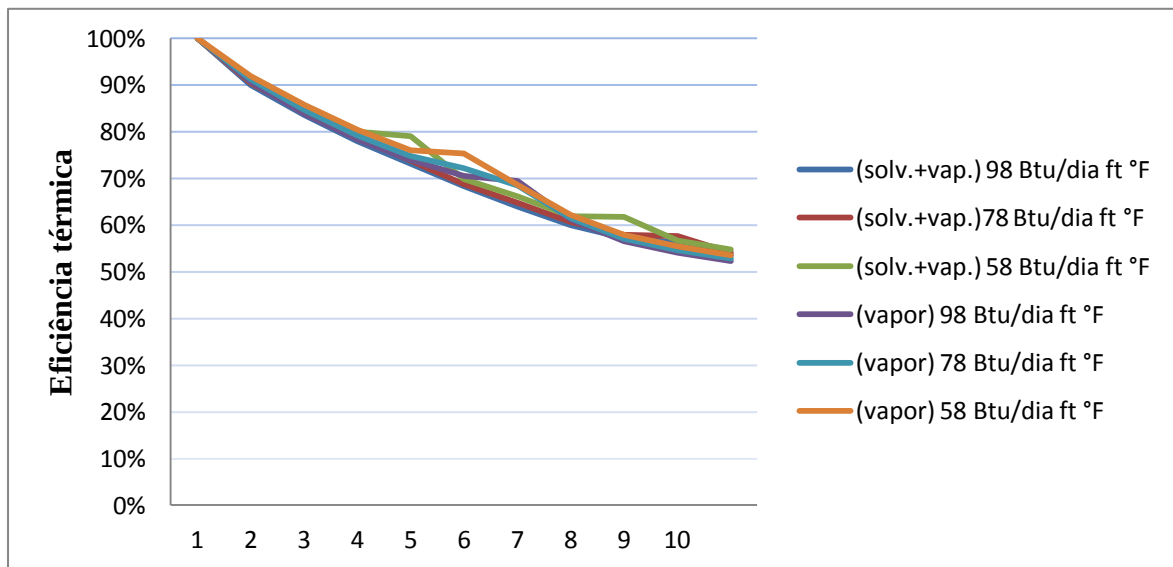
**Figura 6:** Eficiência térmica *versus* tempo na análise da vazão. Título de 55% e condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F.

A Figura 7 mostra um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo baseado no estudo do título. O gráfico exibe as curvas seguindo o mesmo comportamento até a chegada do banco de óleo aquecido. Os modelos com maiores títulos alcançam o “breakthrough” mais rapidamente que os demais.



**Figura 7:** Eficiência térmica *versus* tempo na análise do título. Condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F, vazão de 35 m³/dia e razão solvente-vapor de 15%.

A Figura 8 mostra o gráfico de eficiência térmica *versus* tempo analisando a condutividade térmica da rocha. Após a chegada do banco de óleo aquecido, as curvas tendem a se estabilizar e, quanto menor for a condutividade térmica da rocha, menos calor será perdido para as camadas adjacentes e mais rápido ocorrerá o “breakthrough”.



**Figura 7:** Eficiência térmica *versus* tempo na análise da condutividade, com título de 55%, vazão de 35 m³/dia e razão solvente-vapor de 15%.

## **Conclusões**

Através das análises realizadas, foi possível inferir que:

- O método de injeção de vapor e solvente mostrou ser eficiente, pois tornou possível um incremento em torno de vinte pontos percentuais para o fator de recuperação, quando comparado à injeção de vapor, mantendo praticamente a mesma eficiência térmica.
- O incremento na quantidade de solvente injetado além de proporcionar um aumento no volume de óleo recuperado, adiantou a chegada do banco de óleo aquecido, causando uma antecipação de produção.
- Através dos gráficos de eficiência térmica, é possível concluir que o solvente e o título praticamente não alteram a eficiência térmica do processo. A vazão de vapor de 20m<sup>3</sup>/dia permite a melhor eficiência do processo na análise da vazão e a menor condutividade perde menos calor para as camadas adjacentes e antecipa o breakthrough.

## **Agradecimentos**

Ao PRH-PB 221, pelo apoio financeiro;

Ao LEAP, pelo espaço oferecido para a realização deste trabalho;

À UFRN, por todas as oportunidades oferecidas.

## **Referências Bibliográficas**

KARMAKER, K; MAINI B. B.. Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, vol. 5, n. 2 p.199-207, jun. 2003.

RODRIGUES, M.A.F. Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008;