



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NO PROCESSO DE INJEÇÃO DE
VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATORIOS DE ÓLEO PESADO**

Ivanca de Medeiros Dantas

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

Natal / RN, Junho de 2015

Ivanca De Medeiros Dantas

**ESTUDO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NO PROCESSO DE INJEÇÃO DE
VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATORIOS DE ÓLEO PESADO**

Monografia apresentada como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues– UFRN
Membro Examinador - UFRN

Prof. M.Sc. Antônio Robson Gurgel
Membro Examinador – UFERSA

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus queridos pais, **José Inácio Dantas Filho e Maria José de Medeiros Dantas** por todo carinho e pelo apoio necessário para a realização deste sonho.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a **Deus**, por ter me dado forças para nunca desistir.

Aos **meus pais**, por todo apoio proporcionado, amor e compreensão. Eu amo vocês!

Ao meu irmão **Márcio Medeiros**, pelo carinho e incentivo aos estudos que foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.

Ao meu irmão **Jordão Medeiros**, que sempre me mostrou o poder da força de vontade.

A minha tia **Lourdes Medeiros** que me acolheu e que sempre esteve ao meu lado me apoiando em todos os momentos da minha graduação.

A todos os **meus familiares** que estão sempre me motivando.

Ao meu orientador, **Edney Rafael** que durante o desenvolvimento deste trabalho se demonstrou paciente, compreensivo e esclarecedor.

Aos membros da banca, **Robson e Marcos** por terem aceitado o convite para exercer essa função, dispondo de tempo e conhecimento.

Aos **professores** do Departamento de Engenharia de Petróleo, por todo conhecimento repassado.

Aos **meus amigos da graduação**, por todo coleguismo e momentos de descontração.

As **minhas amigas de quarto da residência universitária da UFRN**, pela ótima convivência todos os dias.

Aos **meus amigos** de longas datas e aos que me foram apresentados por meio da universidade, especial as integrantes do grupo “**velha guarda**” e o meu namorado **Breno Oliveira**, pelos momentos felizes, pela compreensão e principalmente pelo incentivo.

Ao **PRH-221** pelo apoio financeiro durante toda a graduação.

A **UFRN** por todas as oportunidades oferecidas.

A todos aqueles que, até de forma indireta, contribuíram para esta formação.

Muito obrigada!

Dantas, Ivanca de Medeiros – “Estudo da Eficiência Térmica no Processo de Injeção de Vapor e Solvente em Reservatórios de Óleo Pesado”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

RESUMO

A energia primária existente no início da vida produtiva de um reservatório de petróleo é dissipada ao longo da produção. Os reservatórios de óleo pesado apresentam alta viscosidade e carecem de métodos especiais de recuperação. A combinação de um método térmico e um método miscível, como a injeção contínua de vapor e solvente, é uma alternativa que além de reduzir a viscosidade do óleo, reduz as tensões interfaciais, aumentando a fluidez do óleo pesado no meio poroso e facilitando, assim, a produção. A redução das perdas de calor previstas, em especial as que ocorrem do reservatório para as formações adjacentes, culminam em um aumento da eficiência do método. Para tanto, é necessário entender os mecanismos de transferência de calor e as principais causas das perdas que ocorrem durante este processo, bem como realizar um estudo de sensibilidade que englobe parâmetros operacionais e rocha-fluido do reservatório a ser analisado. Assim, com o objetivo de verificar a influência de alguns parâmetros (condutividade térmica das rochas adjacentes, razão vapor-solvente, vazão de injeção de vapor e título do vapor) sobre a eficiência térmica e o fator de recuperação de óleo, foi realizado um estudo numérico do método proposto. As simulações foram realizadas no módulo STARS (“*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*”) do programa da CMG (“*Computer Modelling Group*”), versão 2014.10. O modelo de fluido utilizado corresponde a um óleo pesado com características semelhantes aos encontrados em alguns reservatórios da Bacia Potiguar. Com a simulação foi possível identificar que as melhores configurações dos parâmetros operacionais em diagnóstico foram alcançadas com as maiores razões de injeção de solvente-vapor. O tempo de projeto foi definido em 10 anos.

Palavras-chave: óleos pesados; injeção contínua de vapor e solvente, simulação de reservatórios e eficiência térmica.

Dantas, Ivanca de Medeiros “Study of Thermal Efficiency in Steam Injection Process and Solvent in Heavy Oil Reservoirs”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

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 a 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.

Keywords: heavy oils; steam and solvent injection; reservoir simulation and thermal efficiency.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	11
1.1. Objetivo geral.....	13
2. Aspectos teóricos	14
2.1. Petróleo	15
2.1.1. Classificação do óleo	15
2.1.2 Definições relacionadas à estimativas de reservas.....	16
2.2. Simulação numérica de reservatórios	17
2.3. Métodos recuperação avançada.....	17
2.3.1. Métodos térmicos	19
2.3.1.1 Injeção de vapor.....	20
2.3.2.Método miscível	22
2.4. Eficiência térmica.....	23
3. Materiais e métodos	24
3.1.Ferramenta computacional.....	25
3.2. Modelo de malha.....	25
3.3. Modelo físico.....	26
3.3.1. Refinamento.....	26
3.4. Modelagem dos fluidos.....	29
3.5. Propriedades da rocha reservatório.....	31
3.6 Condições de operação.....	31
3.7.Planejamento experimental das simulações.....	32
3.8. Metodologia.....	33
4.Resultados e discussões.....	35
4.1 Otimização do modelo.....	36
4.2 Estudo da adição de solvente.....	37
4.3 Análises das condutividades.....	39
4.4 Análises dos títulos de injeção de vapor.....	41
4.5 Análise razão instantânea entre a energia produzida e a energia injetada no reservatório.....	43
4.6 Análise da eficiência térmica.....	44
5.Conclusões e recomendações.....	48
5.1 Conclusões.....	49
5.2 Recomendações.....	50
Referências bibliográficas.....	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Métodos de Recuperação Avançada.....	18
Figura 2: Injeção contínua de vapor.....	21
Figura 3 – Representação da malha $\frac{1}{4}$ de Five-spot invertida.....	26
Figura 4: Modelo base do reservatório.....	27
Figura 5: Intervalo de completação do poço injetor.....	28
Figura 6: Intervalo de completação do poço produtor.....	28
Figura 7: Diagrama pressão versus temperatura do modelo de fluido proposto.....	30
Figura 8 – Fluxograma para a realização do trabalho.....	33
Figura 9: Melhores resultados simulados para o fator de recuperação.....	37
Figura 10: Vazão de óleo nas condições de superfície versus Tempo.....	38
Figura 11: Fator de recuperação do óleo versus Tempo.....	39
Figura 12: Mapas de temperatura do reservatório analisando a condutividade.....	40
Figura 13: Mapas de saturação de óleo do reservatório analisando a condutividade.....	41
Figura 14: Mapas de temperatura do reservatório analisando o título.....	42
Figura 15: Mapas de saturação de óleo do reservatório analisando o título.....	43
Figura 16: Razão instantânea entre a energia produzida e a energia injetada no reservatório versus tempo.....	44
Figura 17: Eficiência térmica versus tempo na análise da razão solvente-vapor. Com título de 55%, condutividade de 98BTU/dia.ft.°F e vazão de 35 m ³ /dia.....	45
Figura 18: Eficiência térmica versus tempo na análise da vazão. Com título de 55%, condutividade de 98BTU/dia.ft.°F e razão solvente-vapor de 15%.....	46
Figura 19: Eficiência térmica versus tempo na análise do título. Com condutividade de 98BTU/dia.ft.°F, vazão de 30 m ³ /dia e razão solvente-vapor de 15%.....	46
Figura 20: Eficiência térmica versus tempo na análise da condutividade, com título de 55%, vazão de 30 m ³ /dia e razão solvente-vapor de 15%.....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação do óleo.....	16
Tabela 3.1: Refinamento do reservatório.....	26
Tabela 3.2: Propriedades dos fluidos contidos no reservatório.....	29
Tabela 3.3: Composição do fluido.....	30
Tabela 3.4: Parâmetros do reservatório do modelo padrão.....	31
Tabela 3.5: Parâmetros operacionais do modelo base.....	32
Tabela 3.6: Níveis no qual foram estudados os parâmetros de reservatório.....	32
Tabela 4.1: Fator de recuperação para a análise da injeção de solvente.....	39

Capítulo 1

Introdução

1. 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).

Geralmente, os reservatórios de petróleo que apresentam mecanismos de recuperação primárias pouco eficientes retêm uma grande quantidade de hidrocarbonetos em seu meio poroso. Após o declínio de sua energia natural necessitarão de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. A esses processos dá-se o nome de Métodos de Recuperação Suplementar (Thomas, 2004).

Em virtude da complexidade dos reservatórios, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera, isso porque, da quantidade de petróleo existente nos reservatórios, apenas uma pequena fração consegue, na prática, ser retirada, fazendo com que a maior parte do óleo encontrado permaneça no interior da jazida (Rosa, 2006).

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz et.al., 2005).

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).

A injeção de solvente sozinho tende a ser limitada, em função do alto custo. Quando coinjectado com o vapor, o solvente vaporizado se condensa nas regiões menos

quentes do reservatório, misturando-se ao óleo e criando uma zona de transição de baixa viscosidade entre o vapor e óleo pesado. (Shu e Hartman, 1988).

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 em um reservatório com característica do nordeste brasileiro. Para isso, foram consideradas as influências dos parâmetros operacionais tais como a vazão de produção, título, razão vapor-solvente e condutividade térmica da rocha em função do tempo e da eficiência térmica. O estudo numérico foi realizado através do simulador STARS (*“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”*) do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*), versão 2014.10. A eficiência térmica foi analisada por intermédio de um estudo analítico.

O estudo foi dividido em capítulos. O capítulo 2 compreende uma breve revisão bibliográfica que fundamenta a compreensão do trabalho. O capítulo 3 trata da metodologia, onde são descritas as características do modelo trabalhado. O capítulo 4 aborda os resultados e discussões referentes às simulações realizadas. O capítulo 5 apresenta as conclusões e recomendações.

1.1. Objetivo geral

Mostrar o comportamento do processo de injeção de vapor e solvente em um reservatório característico da Bacia Potiguar, a partir da sensibilidade de alguns parâmetros (vazão, título da injeção de vapor e razão vapor-solvente), bem como estimar o resultado mais satisfatório, com base em análises do fator de recuperação e estudos da eficiência térmica.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

2. Aspectos teóricos

Neste capítulo são abordados alguns conceitos essenciais para a compreensão do trabalho, tais como: classificação do óleo, os métodos de recuperação suplementar, método térmico e método miscível.

2.1. Petróleo

Segundo Thomas (2004), o nome petróleo se origina do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), que no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com odor característico e a cor pode variar entre o negro e castanho escuro.

O petróleo, de fato, é uma matéria-prima extremamente rica e diversificada. Basicamente compreende uma mistura de hidrocarbonetos, cujo estado físico varia conforme o tamanho das moléculas (Nascimento e Moro, 2011).

Além de hidrocarbonetos, outras substâncias também podem ser encontradas como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O petróleo é dividido em duas fases distintas: a fase líquida (óleo) e a fase gasosa (gás) (Thomas, 2004).

O petróleo pode ser definido como uma mistura de compostos de ocorrência natural que consiste, predominantemente, de hidrocarbonetos e, em menor quantidade, de derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organometálicos. A alta proporção de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que os hidrocarbonetos são seus principais constituintes, podendo chegar a mais de 90% de sua composição (PETROBRAS, 2002).

2.1.1. Classificação do óleo

Várias classificações para os petróleos têm sido propostas, com objetivos muito distintos e, conseqüentemente, com diferentes parâmetros físicos e químicos usados. Enquanto refinadores estão mais interessados na quantidade das sucessivas frações de destilação e na composição química ou propriedades físicas destas frações, geólogos e

geoquímicos têm mais interesse em identificar e caracterizar os petróleos, para relacioná-los à rocha geradora e medir seu grau de evolução (Zílio e Pinto, 2002).

A indústria do petróleo utiliza como referência o °API para medir a densidade do óleo, ele pode ser calculado segundo a equação 1:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad \text{Equação 1}$$

Sendo: γ a densidade relativa do óleo (densidade do óleo/densidade da água) nas condições padrão de Pressão (1atm) e Temperatura (20°C).

De acordo com a classificação da Agencia nacional do Petróleo (ANP, 2000) o óleo pode ser classificado como: óleo leve, mediano, pesado e extrapesado, conforme mostrado na Tabela 2.1

Tabela 2.1: Classificação do óleo.

Tipo de Óleo	Densidade	° API
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^{\circ}$
Mediano	$0,87 < \rho \leq 0,92$	$22^{\circ} \leq API < 31^{\circ}$
Pesado	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^{\circ} \leq API < 22^{\circ}$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^{\circ}$

Em muitos reservatórios, a alta viscosidade do óleo limita a produção primária (fluxo de fluidos no meio poroso mediante a energia natural do reservatório até o poço produtor), sendo necessários outros métodos de recuperação de óleo. Atualmente, os processos térmicos são aplicados como processo melhorado de recuperação de óleo pesado (Oliveira et.al., 2009).

2.1.2. Definições relacionadas as estimativas de reservas segundo a ANP (2000)

- **Volume *in situ* Original:** Volume *in situ* originalmente contido no reservatório, antes de qualquer produção de petróleo ou gás natural.
- **Recursos:** Volumes *in situ* de petróleo e gás natural potencialmente recuperável, a partir de uma determinada data.

- **Fator de recuperação atual:** Razão entre a produção acumulada de petróleo ou gás natural de um determinado reservatório e o seu volume *in situ* original
- **Produção acumulada:** Volume de fluido produzido dos reservatórios até uma determinada data.
- **Reservas:** Recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperável a partir de uma determinada data.

2.2. Simulação numérica de reservatórios

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett.(Rosa, et al. 2006).

Os simuladores numéricos permitem um estudo mais aprimorado dos reservatórios. Com eles são obtidas informações sobre o desempenho da produção de um reservatório até mesmo quando ocorre injeção de fluidos (gás, vapor, água, solvente, etc.) e com isso é possível determinar as condições ótimas para a produção deste reservatório, porém para a utilização deste modelo é necessário o conhecimento prévio das características do reservatório, como por exemplo: propriedades da rocha e dos fluidos, conhecimentos da geologia, informações da completação, dados de pressão e temperatura e históricos de produção confiáveis entre outros dados do reservatório, para que com isso possa ser obtido resultados mais precisos.

2.3. Métodos Recuperação Avançada

Da quantidade de petróleo existente nos reservatórios apenas uma pequena fração consegue, na prática, ser removida, o que faz com que a maior parte do óleo permaneça no interior do reservatório. Uma conjugação de fatores pode explicar esta ocorrência, como características da rocha reservatório e do petróleo, mecanismos de produção prevaletentes, arcabouço estrutural e eficiência dos métodos de recuperação

empregados (Botelho, 2004). A Figura 1 apresenta um fluxograma dos métodos de recuperação avançada.

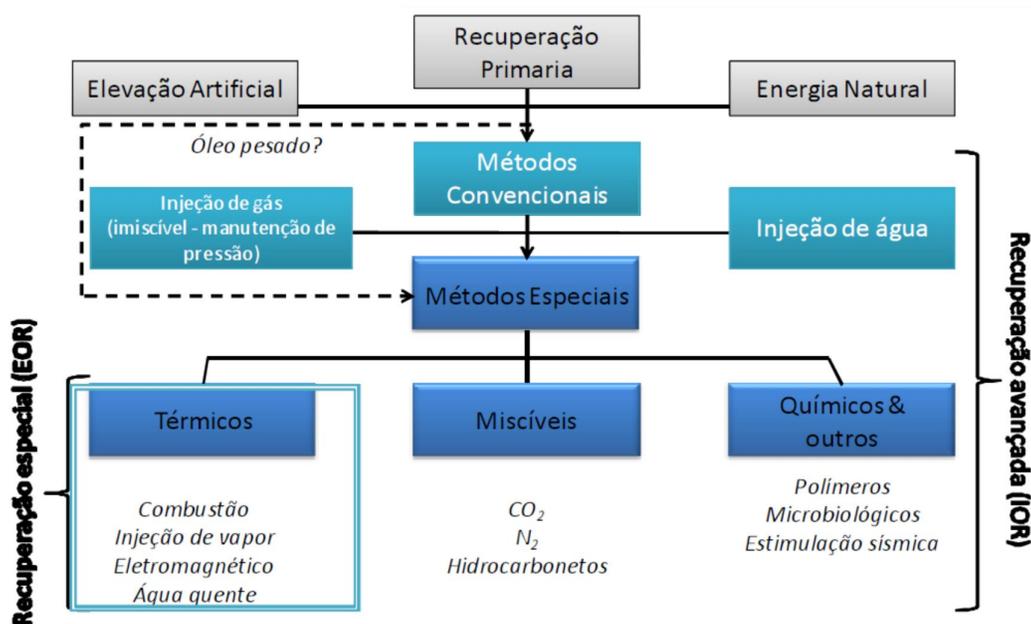


Figura 1 - Métodos de Recuperação Avançada (Rodrigues, 2008).

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes, e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo. (Curbelo, 2006).

Os Métodos Especiais de Recuperação de petróleo ou EOR podem ser utilizados após um processo de recuperação secundária ou em qualquer período da vida produtiva de um reservatório. O objetivo desses métodos é não apenas restituir a pressão da formação, mas também melhorar o deslocamento do óleo e fluxo no reservatório (Galvão, 2008).

O reconhecimento de campos que são candidatos à recuperação especial requer, em geral, o conhecimento de cada campo de óleo em uma determinada área e a compreensão dos métodos especiais de recuperação secundária (Rodrigues, 2008).

2.3.1. Métodos térmicos

Os métodos térmicos viabilizaram a produção de óleo pesado em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das principais alternativas economicamente viáveis para o aumento da recuperação deste tipo de óleo (Queiroz et.al., 2005).

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos (Thomas, 2004).

A redução da viscosidade do óleo é o efeito mais evidente do aquecimento de um reservatório. No início do aumento da temperatura, observa-se que a taxa de melhora da viscosidade é maior, em relação à influência do aquecimento sobre a viscosidade. Depois de atingir certa temperatura, consegue-se reduzir pouco a viscosidade. As maiores reduções de viscosidade são observadas em óleos de °API mais baixo (geralmente mais viscosos) do que em óleos de °API mais alto (ROSA, 2006).

Nos métodos térmicos onde se injeta fluido quente no reservatório, a matéria-prima utilizada para geração de calor na superfície é a água. Ela pode ser aquecida até a temperatura de vapor ou convertida para vapor. Ao atingir a temperatura de ebulição, o contínuo fornecimento de calor converte mais água para fase vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade do vapor. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor novamente aumenta a temperatura, produzindo vapor superaquecido (Galvão, 2008).

Segundo o Rosa (2006), algumas configurações de reservatório restringem a utilização da injeção de vapor, são elas:

- Óleos mais viscosos (10 e 20 °API) são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor;
- Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente;

- Reservatórios com menos de 3.000 ft (900 m) de profundidade minimizam as perdas de calor;
- Permeabilidade maior ou igual a 500 mD auxilia o fluxo de óleos viscosos;
- Uma saturação de óleo de aproximadamente 0,15 m³ de óleo/m³ de rocha aumenta mais chances de sucesso econômico;
- Espessuras de arenito excedendo 30ft (9 m) a 50 ft (15 m) geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

O investimento inicial com geradores de vapor é alto. Uma saída para minimizar o risco é fazer um teste com o intuito de saber a resposta do reservatório ao método, utilizando para isso unidades portáteis alugadas.

2.3.1.1 Injeção de Vapor

O método consiste em transferir calor para o óleo, por intermédio da injeção de vapor superaquecido no reservatório, formando um banco de vapor que se condensa, transferindo calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresentam dois modos de operação: cíclico e contínuo. No modo cíclico alternam-se, num mesmo poço as fases de injeção e produção, enquanto que no modo contínuo, a injeção é realizada num mesmo poço injetor até os poços produtores vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente a fase cíclica precede à contínuo (LACERDA, 2000).

Com a injeção de forma contínuo, uma zona de vapor é formada e expandida em torno do poço injetor. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Uma zona de água condensada é formada diante do vapor, fazendo com que a temperatura do reservatório diminua (RODRIGUES, 2008)

Uma ilustração do processo de injeção contínuo de vapor pode ser observada na Figura 2.

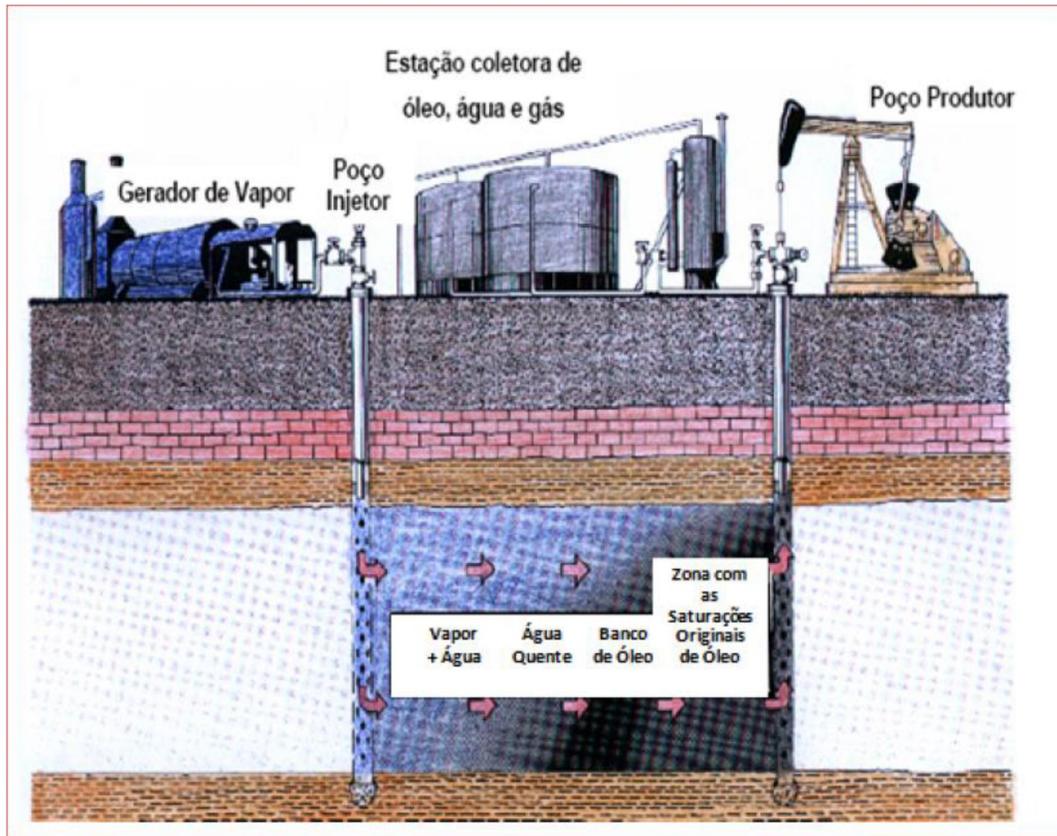


Figura 2: Injeção contínua de vapor(Galvão, 2008).

A quantidade de calor recebida e retida pela formação determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O crescimento rápido e continuado da zona de vapor, resultando em alta vazão de deslocamento do óleo, requer que um mínimo de calor seja perdido através das linhas de superfície, nos poços de injeção e para as formações adjacentes. As perdas de calor nesse caso são função da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento utilizado (Rosa et.al., 2006).

Para formações profundas o método não é recomendado, visto que se torna grande a perda de calor no poço, nem para os reservatórios com altas saturações de água, já que grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação (QUEIROZ, 2006)

Pouco controle pode ser exercido sobre a maior fonte de perda de calor – a própria formação produtora – onde o calor é perdido por condução através das rochas não produtoras adjacentes. A taxa de perda depende da área presente para o fluxo de

calor e aumenta com o crescimento da zona de vapor. A espessura da formação é importante na determinação da fração de calor injetado que é perdida para as formações adjacentes. Para volumes iguais de reservatório, a zona de vapor deve cobrir uma área maior em formações pouco espessas do que nas de maior espessura, o que representa uma maior área superficial para perdas de calor (Rosa, et al. 2006).

Na tentativa de minimizar as perdas de energia inerentes aos processos térmicos, um solvente pode ser injetado junto ao vapor ou sozinho em um reservatório de petróleo, pois uma das características relevante ao óleo é que sua viscosidade pode também ser reduzida com a adição de solventes (Azin et al., 2008).

2.3.2. Métodos Miscíveis

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado (Thomas, 2004).

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou (Curbelo, 2006).

Os processos de deslocamento miscível incluem a injeção de um fluido deslocante que é miscível com o óleo bruto, formando apenas uma fase simples no primeiro contato quando misturado em todas as proporções. Através da alteração na composição do fluido injetado, as condições de miscibilidade vão se desenvolvendo *in situ*, à medida que o fluido se move no reservatório. Os fluidos deslocantes mais utilizados no método miscível são: hidrocarbonetos solventes, CO₂, gases de combustão e nitrogênio (GALVÃO, 2008).

A injeção de solventes promove a diminuição da tensão interfacial óleo-água, solubiliza o óleo e emulsifica-o na água fazendo com que a mobilidade do óleo melhore, implicando em um aumento da recuperação do óleo, no entanto este é um método caro e complexo. Logo, com o intuito de se viabilizar a injeção de solvente e se obter um método com melhor eficiência, surge a injeção de vapor e solvente. Assim, aliado aos benefícios da injeção de vapor, a combinação dos dois métodos traz melhores resultados ao processo vindo a viabilizar o método.

2.4. Eficiência térmica

Segundo Prats (1969), a eficiência térmica é a razão da quantidade de calor que fica no reservatório pela quantidade total de calor injetado menos o que foi produzido, conforme a equação 2.

$$\text{Eficiência térmica} = (\text{Calor}_{inj} - \text{Calor}_{prod}) - \text{Calor}_{perdido} / (\text{Calor}_{inj} - \text{Calor}_{prod}) \quad \text{Equação 2}$$

Capítulo 3

Materiais e Métodos

3. Materiais e métodos

Neste capítulo, são abordados aspectos relacionados à ferramenta computacional utilizada, às descrições do modelo, às propriedades da rocha reservatório, às condições de operação e às análises dos parâmetros.

3.1.Ferramenta computacional

A pesquisa foi baseada em um modelo de reservatório de petróleo com características do Nordeste brasileiro, afim de que possa ser representado o reservatório de forma expressiva em um menor tempo de simulação, foi considerando um reservatório homogêneo. O trabalho se desenvolve a partir da análise do comportamento da produção de fluidos e das perdas de calor para as camadas adjacentes no processo de injeção contínua de vapor, e na injeção contínua de vapor e solvente, o solvente utilizado foi o C9 (nonano). O trabalho foi desenvolvido para um período de 10 anos, com o objetivo de averiguar os parâmetros que implicam na melhor atuação do método.

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*.

3.2. Modelo de malha

Com o objetivo de reduzir o tempo computacional, foi trabalhada uma malha com dois poços, sendo um poço injetor e um poço produtor, em um modelo $\frac{1}{4}$ de *Five-spot* invertido em um sistema cartesiano de malhas. A Figura 3 mostra a representação desse tipo de malha.

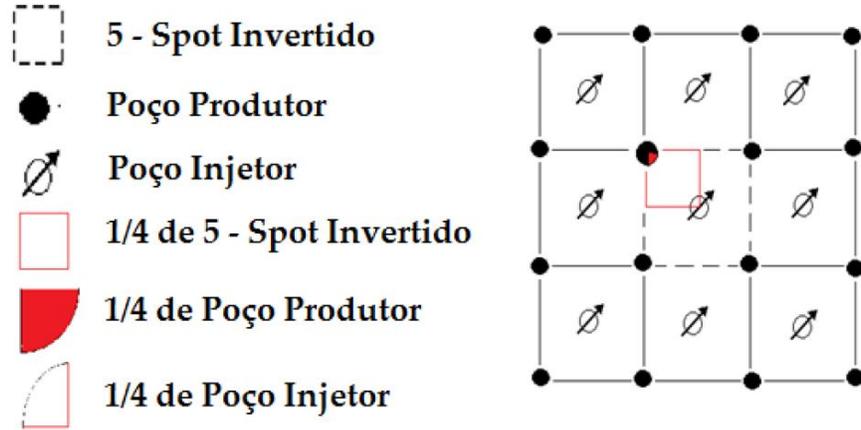


Figura 3 – Representação da malha $\frac{1}{4}$ de *Five-spot* invertida (Silva, 2013)

3.3. Modelo físico

Para a definição de um modelo de simulação, alguns fatores são relevantes: objetivo do estudo, complexidade do sistema, precisão requerida, tempo e custo entre outros. Portanto, a capacidade computacional (quantidade de blocos no refinamento), a quantidade e qualidade das informações disponíveis são algumas das principais limitações atribuídas.

3.3.1. Refinamento

Com a finalidade de se obter uma boa representatividade dos resultados, o refinamento foi distribuído conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Refinamento do reservatório

Dimensões x, y e z (m)	Número de blocos (x, y, z)	Dimensões dos blocos x, y (m)	Numero de blocos e dimensões z (m)		Número de blocos
100, 100, 35	20, 20, 22	5, 5	4	0,5	8800
			6	1,0	
			9	2,0	
			3	3,0	

O modelo base projetado constou nas direções “x”, “y” e “z” das seguintes dimensões: 100 m x 100m x 35m respectivamente. Este modelo foi estruturado no simulador STARS (*Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*), versão 2014.10, representando $\frac{1}{4}$ de uma malha *five-spot* invertido, com um poço injetor e um poço produtor. O reservatório se encontra a uma profundidade de 200 metros possuindo 35 metros de espessura, sendo 26 metros de zona de óleo e 9 metros de zona de água. A Figura 4 apresenta o modelo padrão utilizado na simulação.

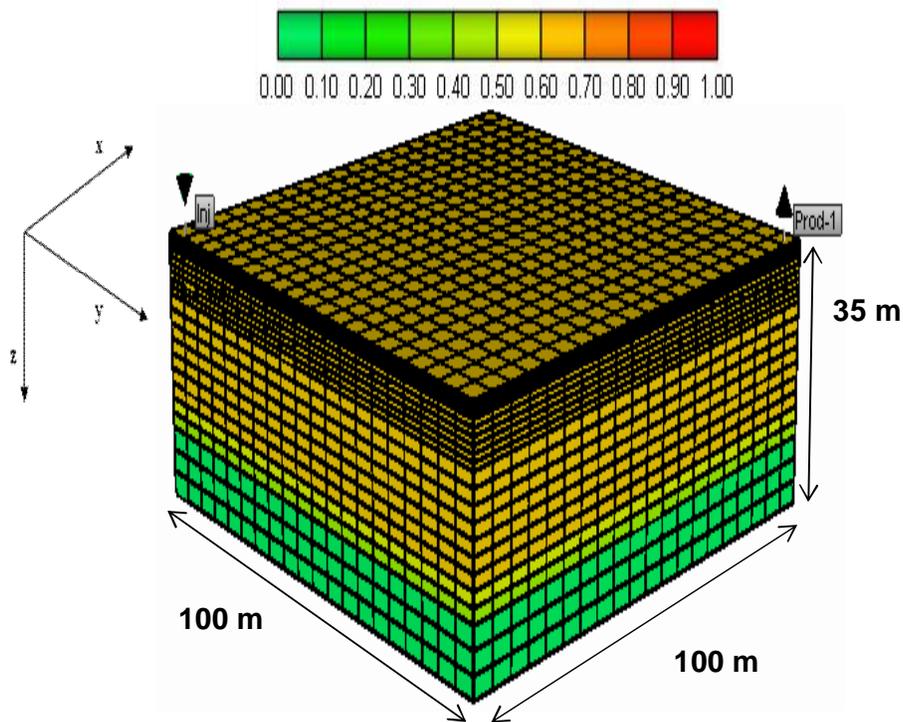


Figura 4: Modelo base do reservatório

A Figura 5 mostra a completção realizada no poço injetor, o fluido esta sendo injetado a 4 metros acima da zona de água até a altura de 12 metros abaixo do topo do reservatório. A Figura 6 mostra a completção realizada no poço produtor, na qual está canhoneado a partir de 4 metros acima da zona de água até a profundidade de 5 metros abaixo do topo do reservatório.

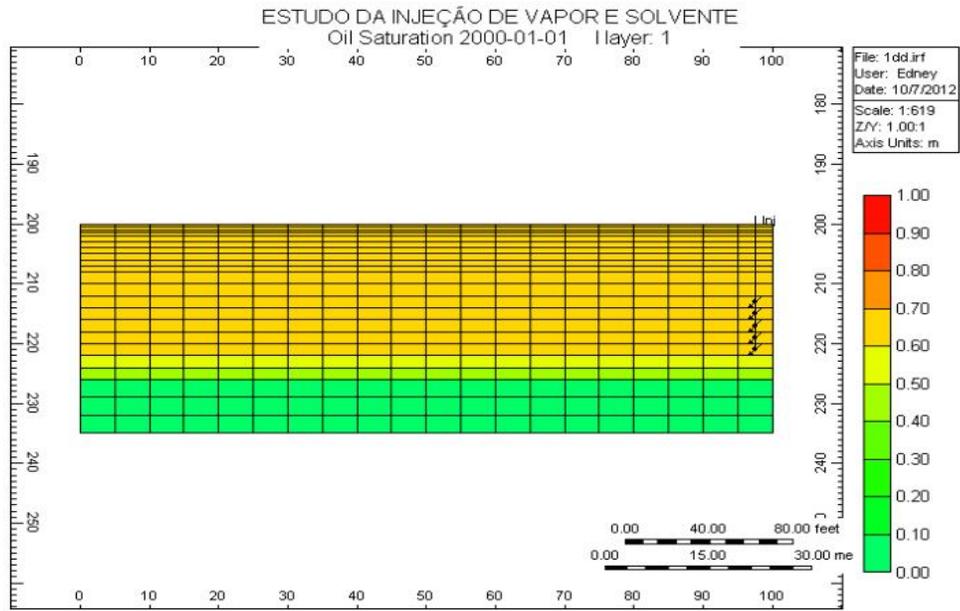


Figura 5: Intervalo de completção do poço injetor

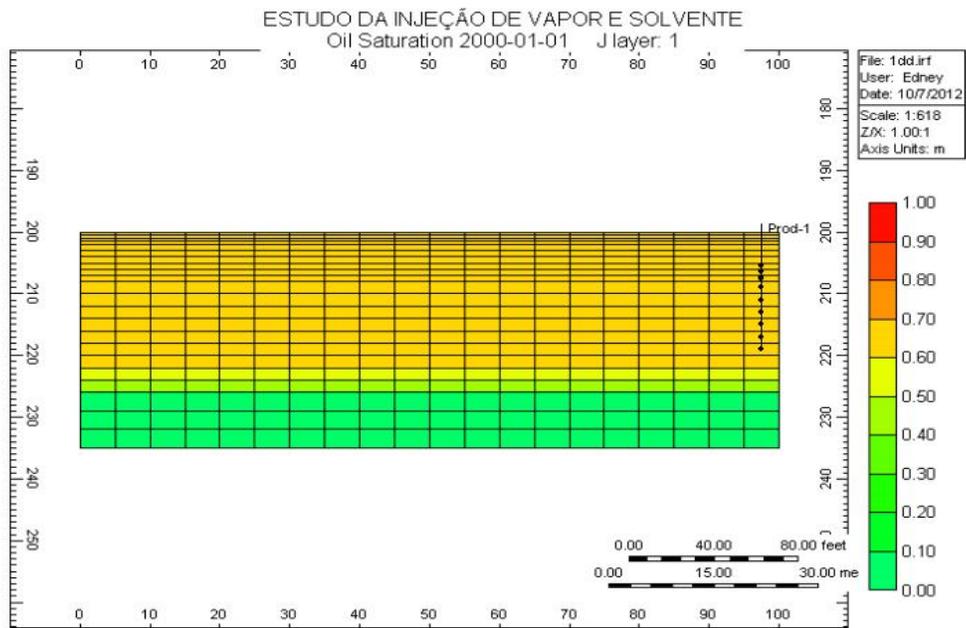


Figura 6: Intervalo de completção do poço produtor

3.4. Modelagem dos fluidos

O WINPROP é uma ferramenta da CMG utilizada para modelar o comportamento de fases e as propriedades dos fluidos do reservatório. Com este módulo, é possível também determinar as variações composicionais dos fluidos para uso nos simuladores da CMG (Galvão, 2012).

Para que o modelo de fluido tenha as características dos hidrocarbonetos presentes na bacia Potiguar, a modelagem de fluido foi criada com dados experimentais da reserva, tais como: viscosidade, densidade do óleo, grau API do óleo, conforme a Tabela 3.2, com o auxílio do programa WINPROP.

Tabela 3.2: Propriedades dos fluidos contidos no reservatório.

Propriedade	Valor
Viscosidade do Óleo Morto (cp@38°C)	1121,1
°API	16
Densidade Relativa do Gás	0,7010
Densidade Relativa do C20+	0,9763
Massa Molecular do C20+	543

Após esse procedimento, os componentes dos fluidos foram agrupados em pseudo-componentes, segundo a Tabela 3.3, formando um novo componente. Durante a criação do modelo de fluidos é necessário inserir o solvente utilizado, no caso o C9, que será injetado juntamente com o vapor no reservatório. Após a criação do modelo de fluidos, o WINPROP fornece um arquivo de saída que será utilizado no *Builder*.

Tabela 3.3: Composição do fluido.

Pseudocomponente	Porcentagem em Mol (%) (Fluido do Reservatório)
CO2	0,43
N2	0,18
C1 – C3	9,30
i-C4 – C9	0,59
C10 – C19	17,00
C20 – C29	29,00
C30 – C39	17,50
C40+	26,00

A Figura 7 representa um diagrama PVT, do modelo multicomponentes e do modelo de pseudocomponentes, apresentando um envelope de fases que delimitam as condições necessárias para que o líquido e o vapor coexistam em equilíbrio.

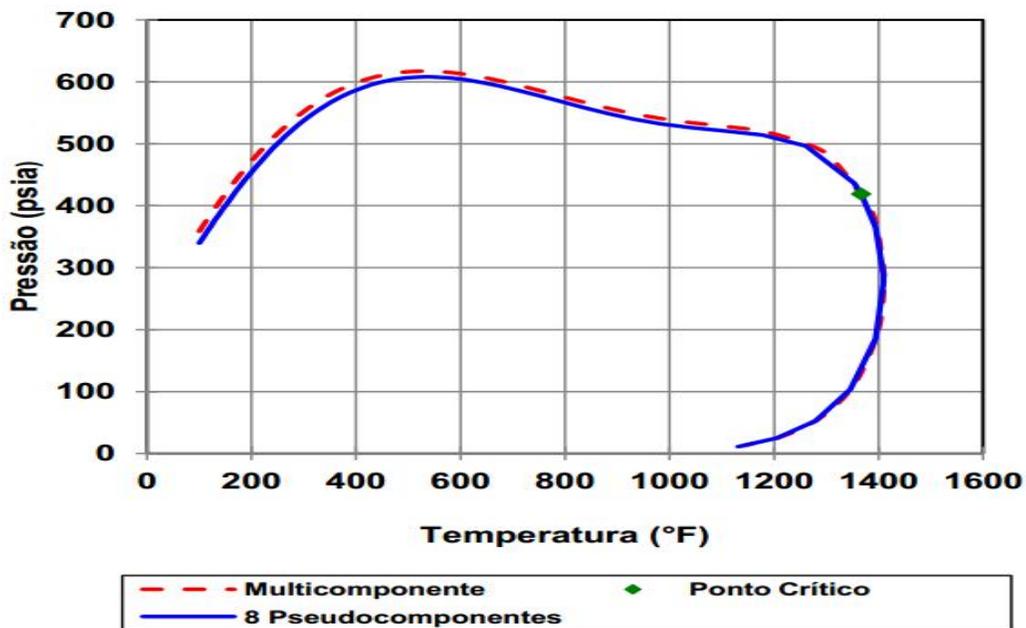


Figura 7: Diagrama pressão versus temperatura do modelo de fluido proposto.

3.5. Propriedades da rocha reservatório

A construção do modelo base foi efetivada na ferramenta *Builder*. Nesse programa foram implantados os dados iniciais das propriedades da rocha reservatório, tais como: permeabilidade, porosidade, compressibilidade, condutividade térmica da rocha e profundidade do reservatório que são semelhantes às encontradas no Nordeste brasileiro. As propriedades do óleo também foram adotadas mantendo semelhanças com o óleo da região. O modelo do reservatório foi gerado de acordo com a Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Parâmetros do reservatório do modelo padrão

Propriedade do Reservatório	Valor
Profundidade do Reservatório (m)	200
Porosidade (%)	30
Permeabilidade Horizontal (mD)	1000
Permeabilidade Vertical (mD)	100
Compressibilidade Efetiva da Rocha (1/Pa)	$0,44 \times 10^{-6}$
Capacidade Calorífica Volumétrica da Rocha (J / m ³ -K)	66465
Temperatura Inicial do Reservatório (°C)	37,8
Distância do Contato Água-Óleo em relação ao Topo do Reservatório (m)	26
Espessura da zona de água (m)	9
Volume Original da Fase Óleo (m ³ RES)	51400

3.6 Condições de operação

A Tabela 3.5 mostra os parâmetros operacionais do modelo base que foram utilizados para a realização deste trabalho.

Tabela 3.5: Parâmetros operacionais do modelo base.

Condição Operacional Fixa	Valor
Temperatura de Injeção do Vapor (°C)	288
Pressão Máxima no Poço Injetor (kPa)	7200
Pressão Mínima no Poço Produtor (kPa)	197
Tempo de Análise (anos)	10

3.7. Planejamento experimental das simulações

As simulações foram realizadas variando-se os parâmetros: vazão de injeção de vapor, título, razão solvente-vapor e condutividade térmica da rocha em três diferentes níveis de estudos, com base em estudos realizados anteriormente, conforme a Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Níveis no qual foram estudados os parâmetros de reservatório.

Parâmetro	-1	0	1
Vazão de Injeção de Vapor (m ³ /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

3.8. Metodologia

Este estudo foi realizado seguindo etapas predefinidas, desde a construção de um modelo de reservatório até os resultados finais. O fluxograma da Figura 8 apresenta as etapas que foram utilizadas para elaboração do estudo.

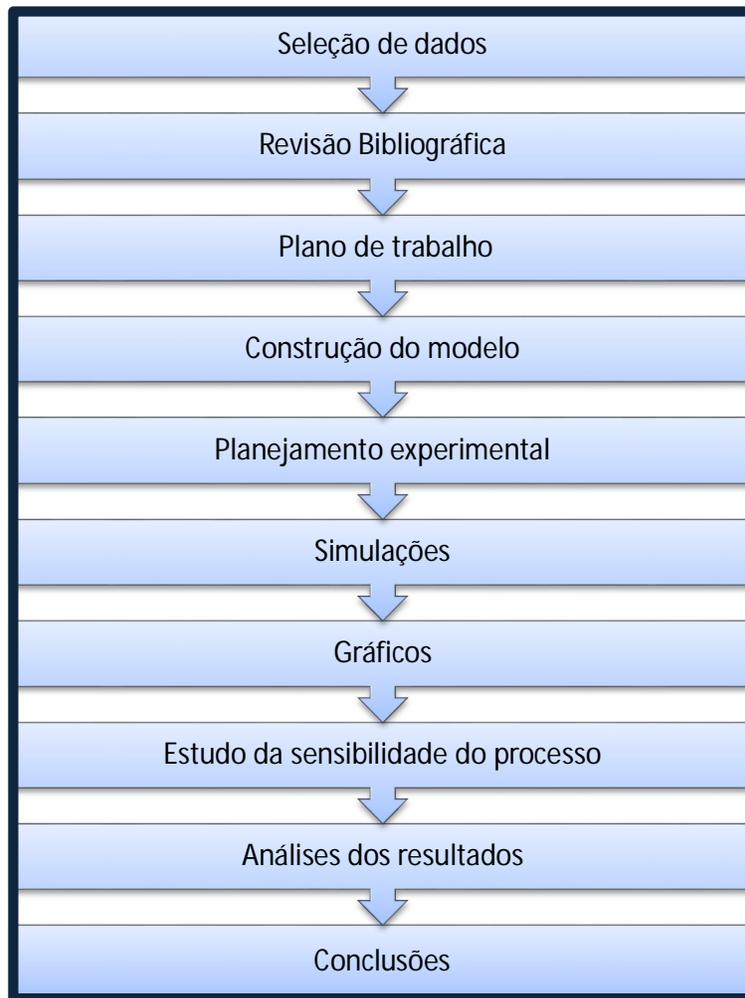


Figura 8 – Fluxograma para a realização do trabalho.

A etapa de seleção de dados refere-se às informações sobre o reservatório e fluidos nele contido, caracterização do reservatório, modelo geológico e definição do modelo de fluido. Foi realizada uma revisão bibliográfica e programado um plano de

trabalho, onde foram definidos o modelo de fluido e os parâmetros de reservatório a serem usados na modelagem.

. O modelo foi construído no *builder* onde foram implantados os parâmetros de reservatório e operacionais. Na definição do planejamento experimental, foi organizada a estruturação das simulações com todas as combinações de parâmetros. Todas as simulações designadas foram plotadas em um mesmo gráfico relacionando produção acumulada de óleo *versus* tempo, estes dados foram exportados para o Excel, onde foram descontados os volumes de solvente produzido para cada caso e calculado o fator de recuperação do óleo. Foi realizado um estudo da sensibilidade do processo através dos gráficos de Fator de Recuperação (Fr) *versus* tempo e da eficiência térmica *versus* tempo e estas análises permitiram resultados satisfatórios.

Capítulo 4

Resultados e discussões

4. Resultados e discussões

Neste capítulo, serão mostrados os resultados obtidos e realizadas algumas análises comparativas referentes à condutividade, vazão, título e razão solvente-vapor. São mostrados os resultados obtidos através das simulações utilizando o *Results Graph* e a *Microsoft Office Excel* para plotar gráficos, também serão mostrados mapas de temperatura e mapas de saturação de óleo que foram gerados no Results 3D.

Após a simulação de todos os modelos, foram realizadas algumas análises para avaliar a influência da variação da vazão de injeção, do título, quantidade de solvente injetado e condutividade térmica da rocha reservatório, utilizando como parâmetros o fator de recuperação do óleo, vazão instantânea de produção de óleo e alguns mapas de saturação de óleo e temperatura no reservatório.

4.1 Otimização do modelo

A Figura 9 apresenta um gráfico de barras simplificando os melhores resultados, obtidos através da variação de parâmetros, em relação ao fator de recuperação do óleo. Para simplificação do modelo foi utilizado a letra “k” para referir-se a condutividade, “x” para o título, “q” para a vazão de injeção de vapor e “r” para a razão vapor solvente, de tal forma que um modelo k98-x70-q35-r15 possui condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F, título de injeção de 70%, vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia e razão vapor solvente de 15%.

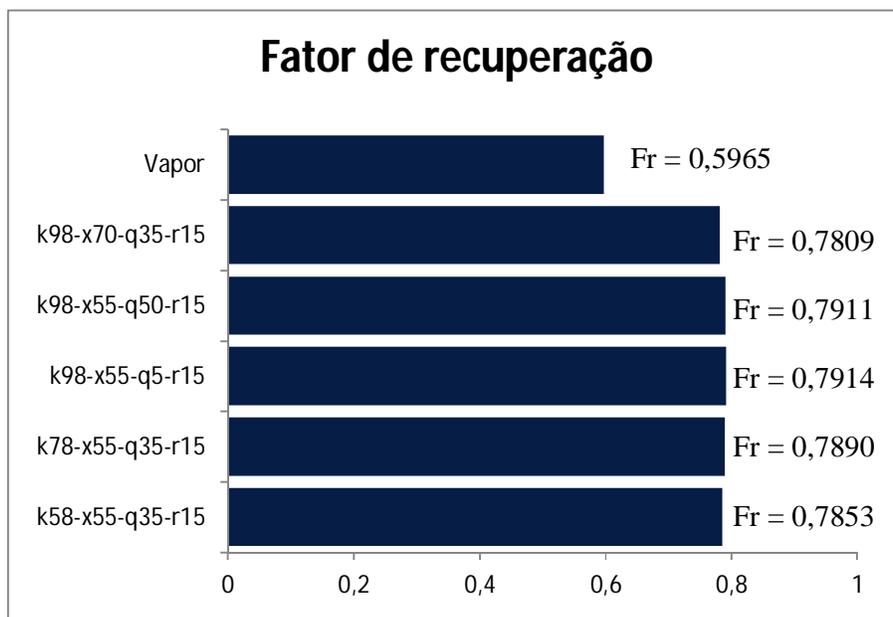


Figura 9: Melhores resultados simulados para o fator de recuperação.

Através do gráfico é observado que os melhores resultados são aqueles no qual foram injetados uma razão solvente-vapor equivalente à 15 %, título de 55% e vazão 35 m³/dia, o reservatório que mostrou o melhor comportamento em questão de fator de recuperação foi o reservatório com condutividade de 98 BTU/dia.ft.°F, este modelo foi escolhido como o modelo otimizado. O motivo de escolher o título de 55% e a vazão de 35 m³ é que os valores do fator de recuperação são similares e quanto mais fluidos aquecidos injetam-se no reservatório, maiores são os gastos para gerar o calor e mais energia térmica vai ser dissipada, então é mais vantajoso escolher menores injeções de vazão de vapor e menores títulos quando o fator de recuperação for praticamente o mesmo.

4.2 Estudo da adição de solvente

A Figura 10 mostra a vazão de óleo nas condições de superfície *versus* tempo para uma análise utilizando o modelo com condutividade 98 BTU/dia.ft.°F, vazão de 30 m³/dia, título de 55% e uma razão solvente-vapor de 5%, 10% e 15% comparado à recuperação primária e à injeção de vapor sem solvente. Dentre os resultados expostos, é possível aferir que o pico de vazão foi atingido mais rapidamente no modelo referente

à razão de solvente-vapor igual a 15%. Este modelo confere maior pico de vazão e demonstra superioridade em relação aos outros modelos estudados neste gráfico.

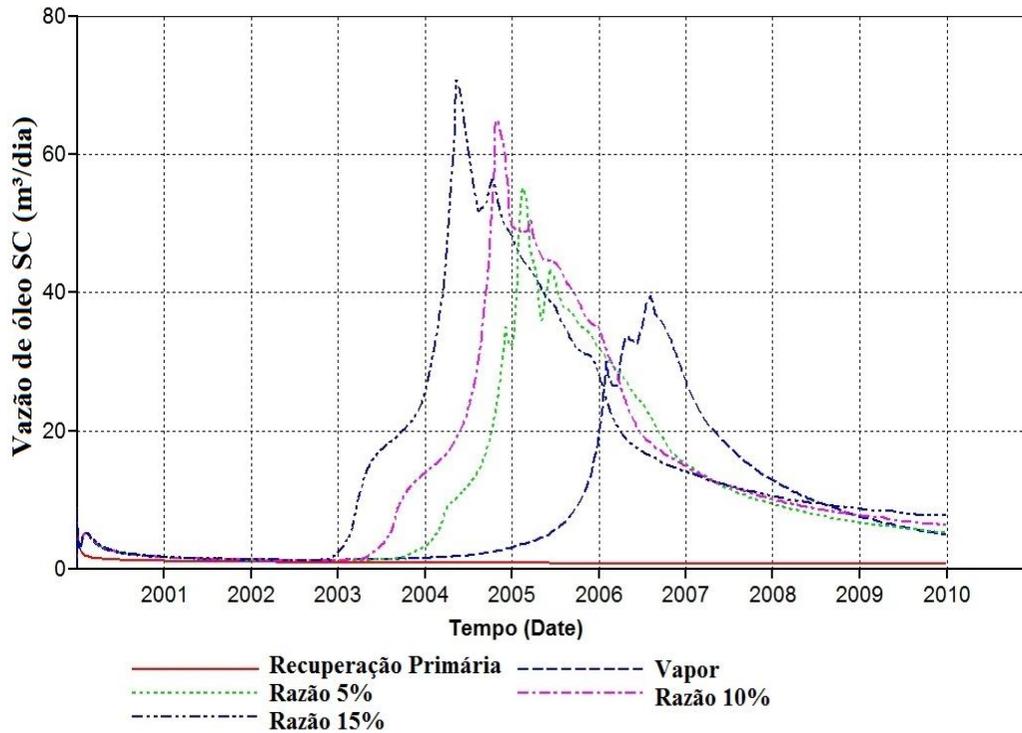


Figura 10: Vazão de óleo nas condições de superfície *versus* Tempo

A Figura 11 apresenta um gráfico do fator de recuperação do óleo *versus* tempo para o modelo otimizado: com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, título de 55% e vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia, comparando aos modelos com razões de solvente-vapor de 5%, 10% e 15%, ao modelo sem solvente e à recuperação primária da produção. Este gráfico permite averiguar que, até um período de aproximadamente três anos, as frações recuperadas são as mesmas para quaisquer métodos, após este período é observado que quanto maior a quantidade de solvente injetado maior será a recuperação de óleo.

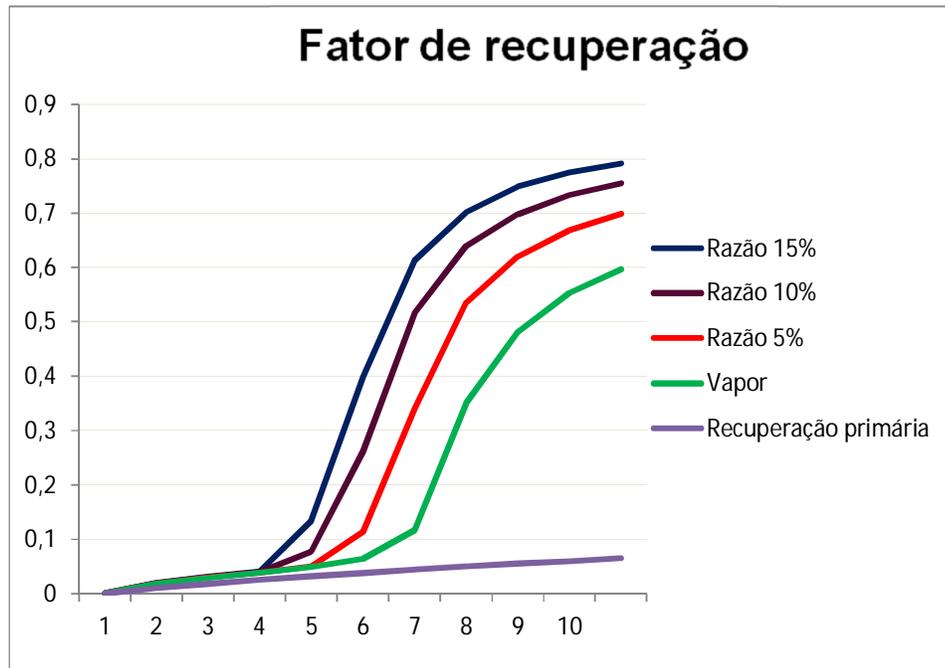


Figura 11: Fator de recuperação do óleo *versus* tempo.

Ao final de dez anos de produção, são observados os valores de fator de recuperação (Fr) conforme a Tabela 4.1. O modelo com razão solvente-vapor igual a 15% conseguiu um incremento no fator de recuperação em torno de vinte pontos percentuais quando comparado à injeção de vapor.

Tabela 4.1 :Fator de recuperação para a análise da injeção de solvente.

	Recuperação primária	Vapor	Razão 5%	Razão 10%	Razão 15%
Fr (%)	6,5%	59,7%	69,9%	75,5%	79,1%

4.3 Análises das condutividades

Para as análises das condutividades foram gerados mapas de temperatura e mapas de saturação de óleo do reservatório, através do *Results 3D*, fixando os parâmetros do modelo otimizado: com título de 55%, vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia e razões de solvente-vapor de 15%, comparando aos modelos com condutividade térmica da rocha de 58, 78 e 98 BTU/dia.ft.°F.

Os mapas de temperatura do reservatório foram criados para diferentes períodos exibindo os efeitos da injeção de vapor e solvente ao se analisar a condutividade da rocha, segundo a Figura 12. Estes mapas sequenciais mostram a transmissão de energia térmica do fluido injetado para o reservatório, onde é possível visualizar um significativo incremento de temperatura no reservatório à medida que o fluido injetado flui e entra em contato com o óleo. É possível ainda analisar que a condutividade da rocha-reservatório quase não exerce influência na temperatura do reservatório, visto que os gráficos para o mesmo período basicamente não diferem entre si.

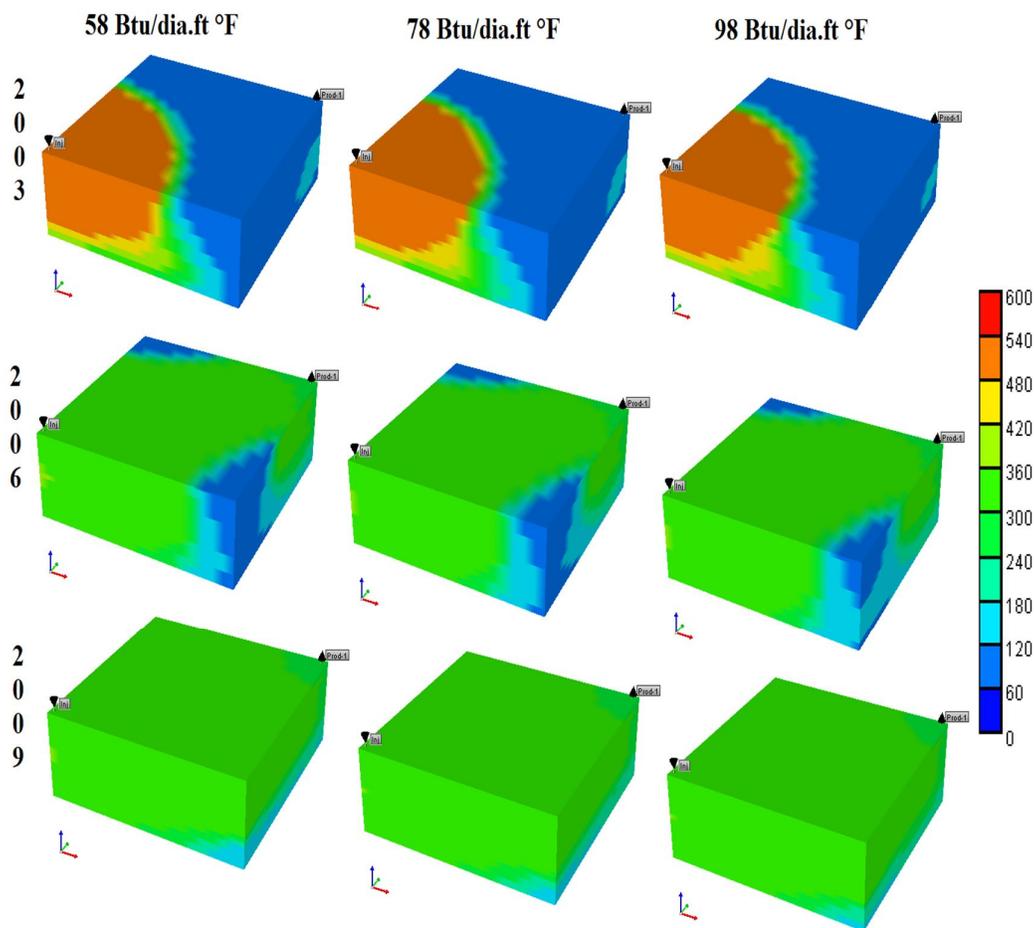


Figura 12: Mapas de temperatura do reservatório analisando a condutividade.

Os mapas de saturação de óleo da Figura 13 exibem os efeitos da injeção de vapor e solvente em função das condutividades estudadas em relação à saturação de óleo da rocha em três períodos distintos. Dessa forma, mostra-se a redução da saturação de óleo no reservatório ao longo do tempo, observando uma boa varredura do

reservatório caracterizada desde o primeiro período analisado, em sentido ao poço produtor. Também para esta análise a condutividade térmica da rocha quase não exerce influência.

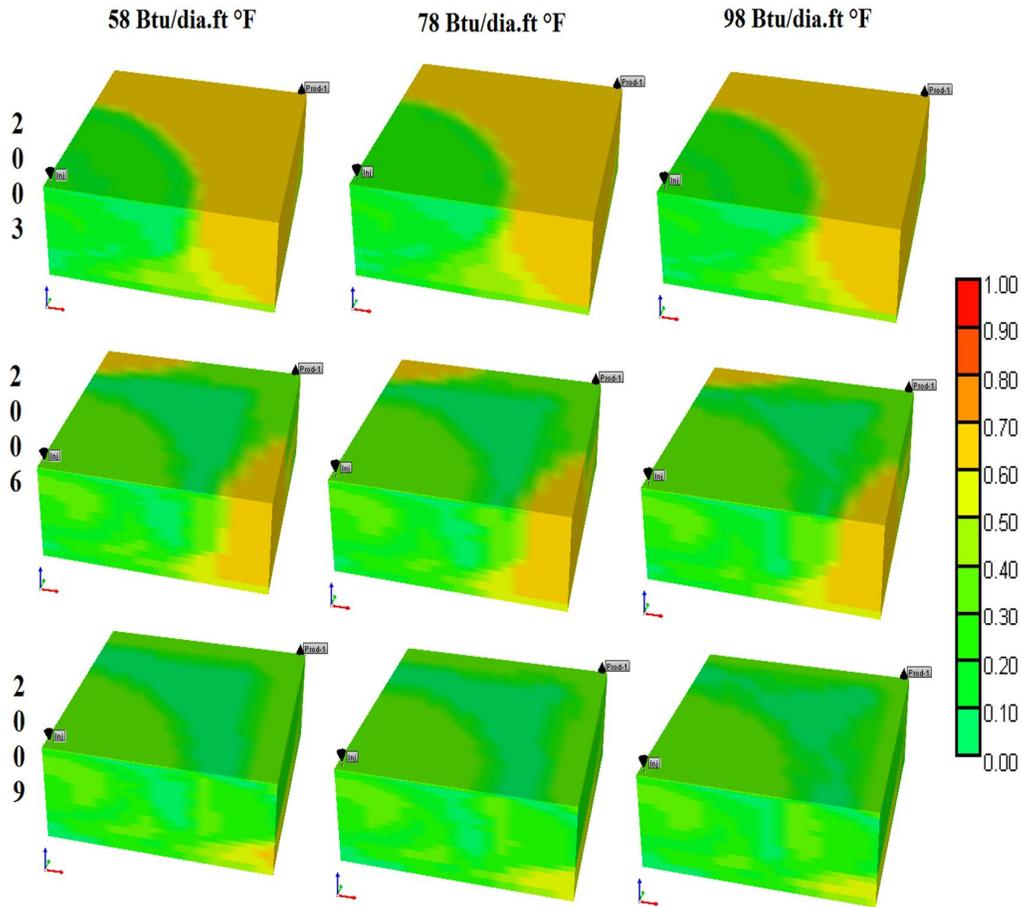


Figura 13: Mapas de saturação de óleo do reservatório analisando a condutividade.

4.4 Análises dos títulos de injeção de vapor

No estudo dos títulos de injeção de vapor foram gerados mapas de temperatura e mapas de saturação de óleo do reservatório, através do *Results 3D*, fixando os parâmetros do modelo otimizado: com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia e razões de solvente-vapor de 15%, variando os títulos em 55%, 70% e 85%.

Mapas de temperatura dos reservatórios foram instituídos para diferentes períodos (Figura 14.), exibindo os efeitos da injeção de vapor e solvente, mostrando que

a temperatura do reservatório é praticamente a mesma para o mesmo período e que com o passar dos anos a temperatura do reservatório tende a estabilizar-se em aproximadamente 325 °F.

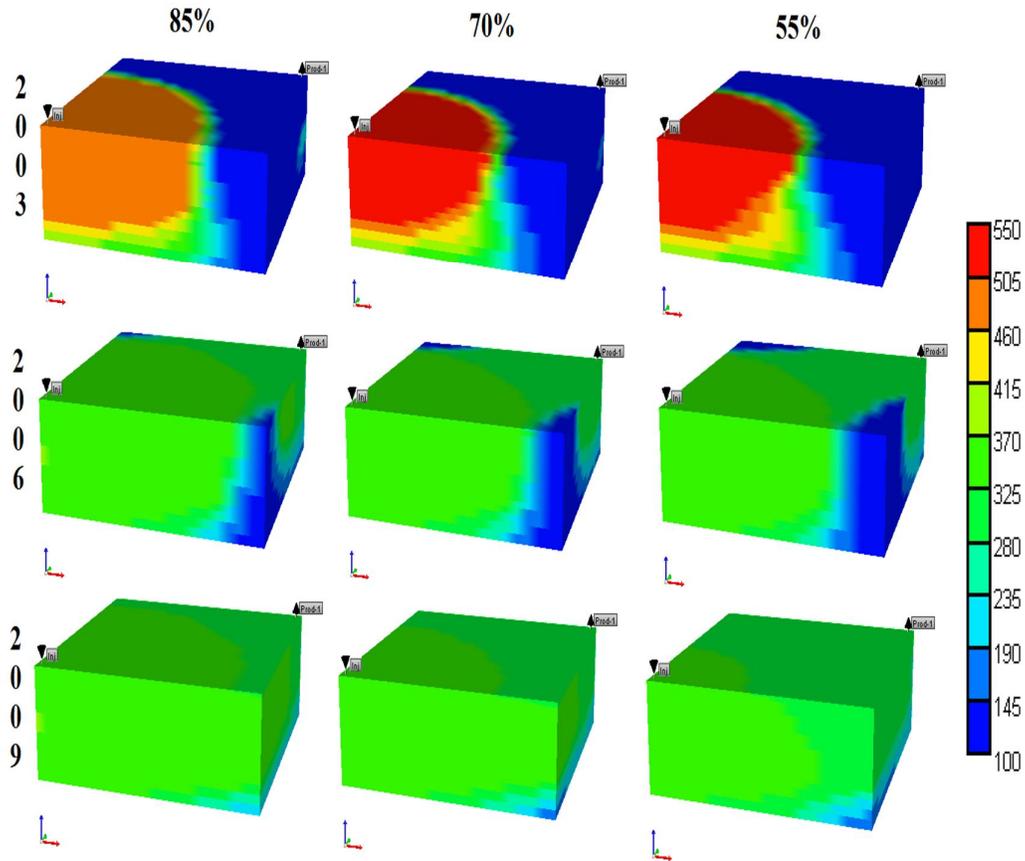


Figura 14: Mapas de temperatura do reservatório analisando o título.

Também para a análise do título de injeção de vapor foram criados mapas de saturação de óleo com o intuito de diagnosticar qual o melhor título estudado. Na Figura 15, observa-se que para o título de injeção igual a 55% a saturação de óleo do reservatório é ligeiramente inferior aos demais títulos de vapor estudados neste trabalho, logo nesta configuração é possível extrair um pouco mais de óleo do reservatório.

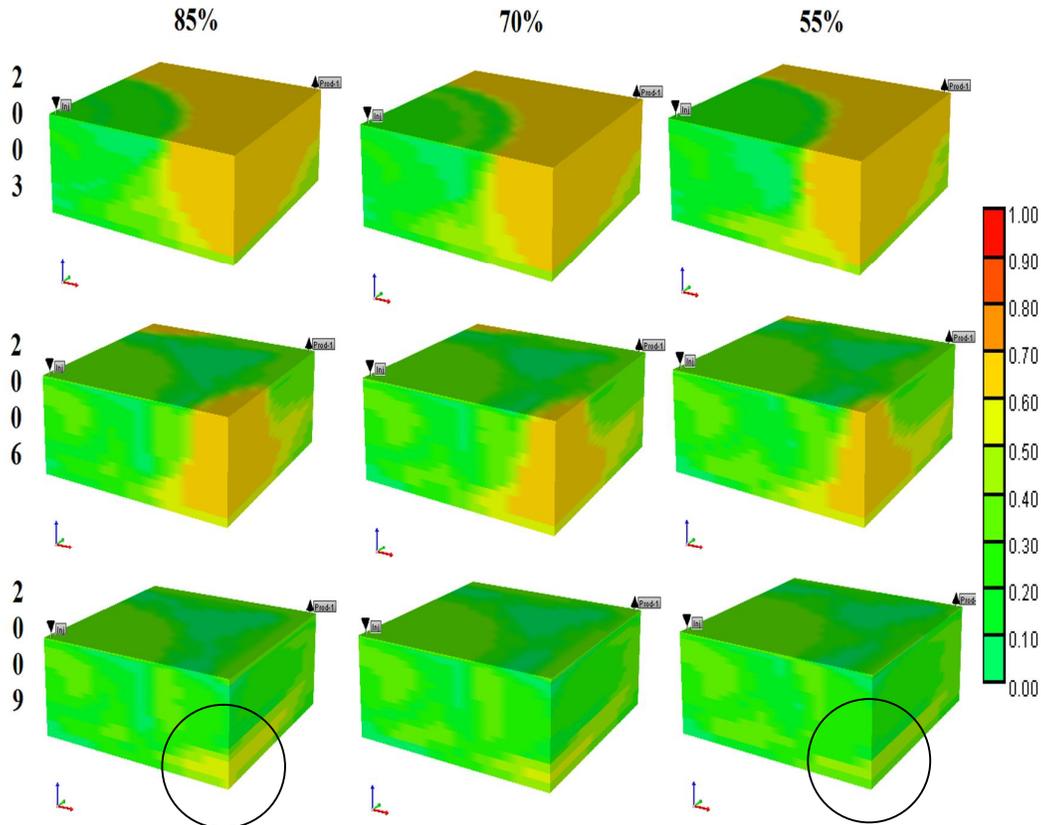


Figura 15: Mapas de saturação de óleo do reservatório analisando o título.

4.5 Análise da razão instantânea entre a energia produzida e a energia injetada no reservatório

A Figura 16 mostra razão instantânea entre a energia produzida e a energia injetada no reservatório *versus* tempo para o modelo com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, título de 55%, vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia e variando as razões de solvente-vapor de 5%, 10% e 15% , além disso, analisa-se este modelo com a injeção de vapor sem solvente. Observa-se que nos primeiros três anos as curvas praticamente se coincidiram, visto que o banco de óleo aquecido não havia chegado ao poço produtor. Em seguida é observado que está razão irá aumentar conforme a quantidade de solvente injetado, nos casos em que se injetam maiores quantidades de solvente a razão aumenta mais antecipadamente. Isso ocorre devido à chegada antecipada do banco de óleo ao poço produtor, como foi visto na análise das razões de solvente, pois quanto mais solvente é injetado mais rapidamente o banco de óleo aquecido atinge o poço produtor. É possível observar que quando se injeta uma

razão de solvente-vapor de 10% e 15%, mais calor permanece no reservatório, pois as razões da energia produzida pela energia injetada são menores que os demais casos. No sétimo ano de projeto é observado que o modelo que só injeta vapor está produzindo mais energia do que os outros modelos e que quanto maior a razão vapor-solvente injetada, mais calor ficará no reservatório.

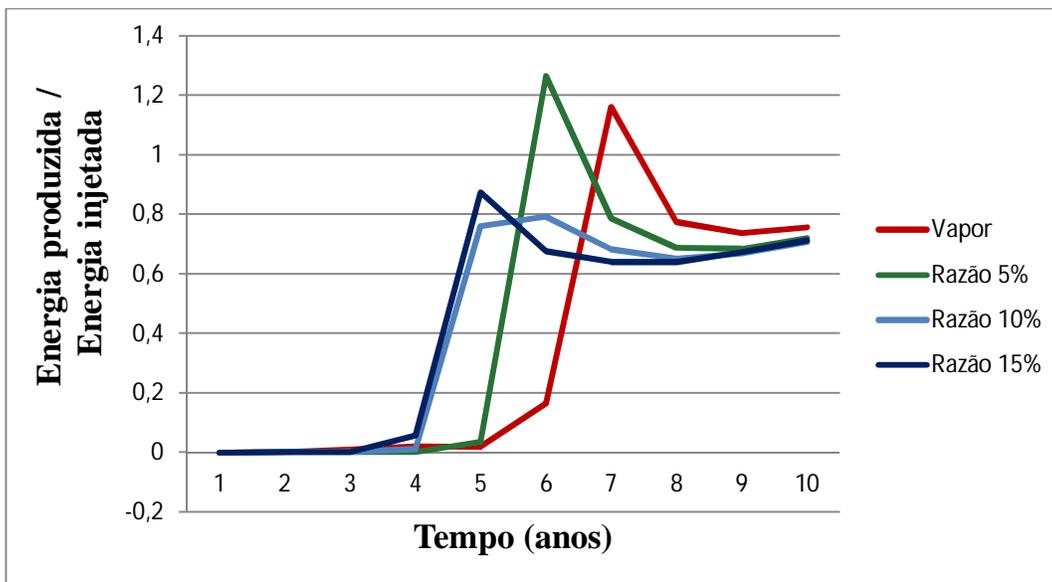


Figura 16: Razão instantânea entre a energia produzida e a energia injetada no reservatório *versus* tempo

4.6 Análise da eficiência térmica

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 mostram que até quatro anos de projeto as curvas praticamente coincidem-se e, após esse período as curvas tendem a se estabilizarem e quando ocorre o breakthrough elas declinam mais acentuadamente. 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.

A Figura 17 apresenta um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo para os parâmetros do modelo otimizado: com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, título de 55%, vazão de injeção de vapor de 35 m³/dia e para os modelos que injetam solvente varia-se as razões de solvente-vapor de 5%, 10% e 15%.

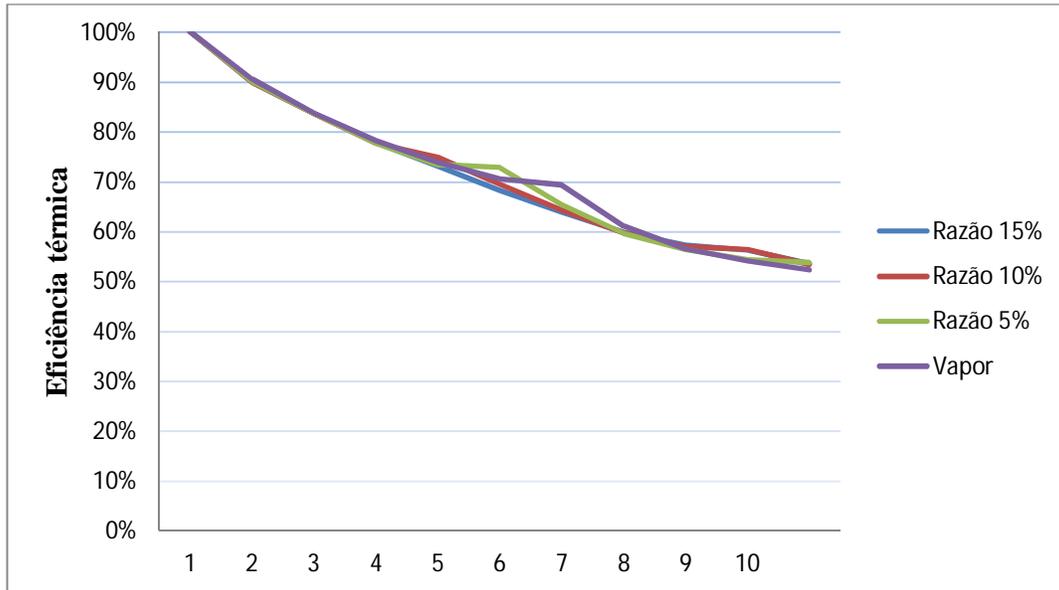


Figura 17: Eficiência térmica *versus* tempo na análise da razão solvente-vapor. Com título de 55%, condutividade de 98BTU/dia.ft.°F e vazão de 35 m³/dia.

A Figura 18 exibe um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo com base na análise da vazão tanto para a injeção de solvente e vapor como para a injeção apenas de vapor, com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, título de 55% e variando a vazão de injeção de vapor em 20, 35 e 50 m³/dia, para o modelo com solvente é utilizado uma razão solvente-vapor de 15%. Pode ser analisado que a eficiência térmica referente ao modelo que tem uma vazão de 20 m³/dia na injeção de vapor sem solvente é ligeiramente melhor que as demais para 10 anos de processo.

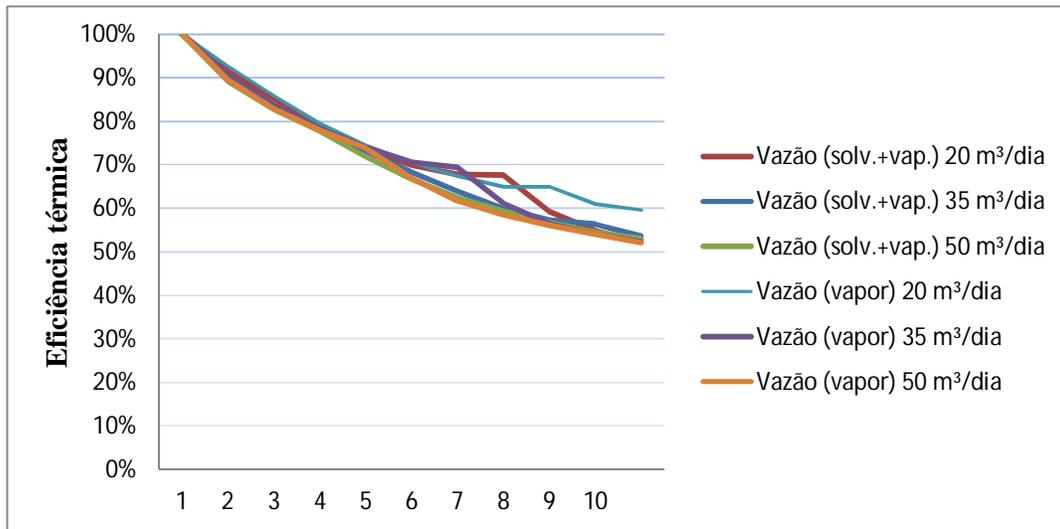


Figura 18: Eficiência térmica *versus* tempo na análise da vazão. Com título de 55%, condutividade de 98BTU/dia.ft.°F e razão solvente-vapor de 15%.

A Figura 19 mostra um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo baseado no estudo da porcentagem de título, tanto para a injeção de solvente e vapor como para a injeção de vapor, com condutividade térmica da rocha de 98 BTU/dia.ft.°F, vazão de injeção de vapor em 35 m³/dia e para o modelo com solvente é utilizado uma razão solvente-vapor de 15%. O gráfico exibe as curvas seguindo o mesmo comportamento até aproximadamente quatro anos de projeto. Depois disso, os modelos diferem-se pouco entre si.

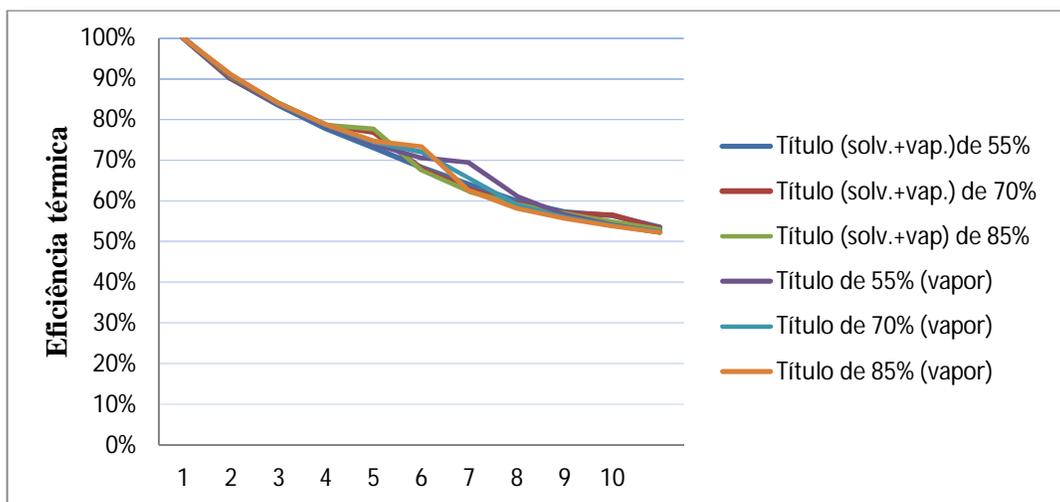


Figura 19: Eficiência térmica *versus* tempo na análise do título. Com condutividade de 98BTU/dia.ft.°F, vazão de 30 m³/dia e razão solvente-vapor de 15%.

A Figura 20 expõe um gráfico de eficiência térmica *versus* tempo analisando a condutividade térmica da rocha, tanto para a injeção de solvente e vapor como para a injeção de vapor, com vazão de injeção de vapor em 35 m³/dia, título de 55% e para o modelo com solvente é utilizado uma razão solvente-vapor de 15%. O gráfico mostra que até aproximadamente quatro anos de projeto as curvas praticamente se coincidem, depois disso, as curvas tendem a se estabilizarem e quanto menor a condutividade térmica da rocha, menos calor será perdido para as camadas adjacentes e mais rápido ocorrerá o breakthrough.

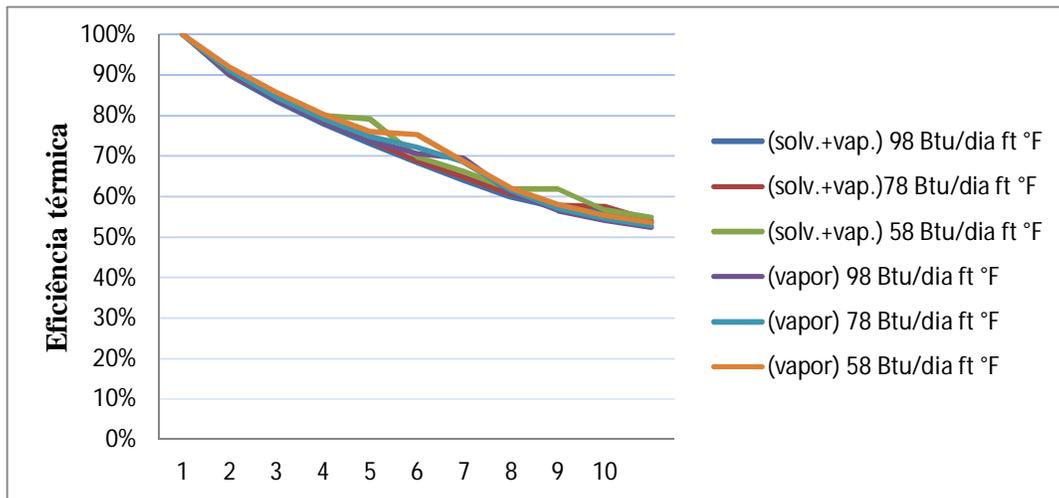


Figura 20: Eficiência térmica *versus* tempo na análise da condutividade, com título de 55%, vazão de 30 m³/dia e razão solvente-vapor de 15%.

Logo, para a exploração e a produção de reservas de óleos pesados, são necessários estudos mais detalhados no que diz respeito ao comportamento do reservatório, uma vez que os modelos reais de reservatório podem conter outros mecanismos, que não foram computados nos modelos aproximados estudados, que alteram a produção do reservatório prevista em estudos de simulação numérica de reservatórios.

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

5. Conclusões e recomendações

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com base nas análises realizadas e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

Através das análises realizadas foi possível aferir 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 adianta a chegada do banco de óleo aquecido, causando uma antecipação de produção.
- A condutividade quase não exerce influência sobre os resultados de temperatura e saturação de óleo.
- Os títulos estudados neste trabalho obtiveram resultados similares, não demonstrando influências significativas.
- 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 20m³/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.

5.2 Recomendações

- Utilizar diferentes tipos de solventes e avaliar o que proporciona uma melhor recuperação do óleo do sistema;
- Analisar a influencia da distância entre os poços injetores e produtores na recuperação do óleo;
- Analisar o adiantamento da chegada do banco de óleo para injeções de vapor e solvente maiores;
- Variar a quantidade de solvente até encontrar o limite econômico do projeto;
- Interromper a injeção de solvente, mantendo a injeção de vapor.
- Estudar a aplicação do método utilizando diferentes completações.

Referências bibliográficas

ANP, PORTARIA Nº 9, DE 21/1/2000 disponível em <<http://www.anp.gov.br/?id=582#g>> acesso 20/05/2015.

AZIN, Reza; et.al. Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V. 60, p. 51–66, 2008.

BOTELHO, Kilça Tanaka. Influência da viscosidade no contato água-óleo na recuperação de reservatórios. 2004. 49f. Monografia (Graduação em Engenharia Química), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

CURBELO, F. D. da S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 169f. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

GALVÃO, Edney Rafael Viana Pinheiro. Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesados - 2008. Natal-RN

GALVÃO, Edney Rafael Viana Pinheiro – Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 2012.

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.

LACERDA J. A. Curso de métodos térmicos analíticos. E e P – RNCE/GERET/GEREV-II, Natal, Outubro, 2000.

NASCIMENTO, Claudio Augusto Oller; MORO, Lincoln Fernando Lautenschlager. “Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro?” *Revista USP*, Nº 89, São Paulo, 2011.

OLIVEIRA, M. F.; et.al. Estudo Paramétrico de Injeção de Solvente como Método de Recuperação para Reservatórios de Óleo Pesado e Betume. Anais: 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Fortaleza, 2009.

PETROBRAS, BOLETIM TÉCNICO. Rio de Janeiro, 45 (1): 21-25, jan./mar. 2002. Disponível em <http://www2.petrobras.com.br/boletim/Boletim_45_1/identificacaoedistribuicao.pdf> acesso em 20/05/2015.

PRATS, M. "The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes," J. Pet. Tech. (1969) 323.

QUEIROZ, G. O., et. Al. Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 2005

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;

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

SHU, W. R.; HARTMAN, K. J. Effect of Solvente on Steam Recovery of Heavy Oil. SPE 14223. Maio 1988.

SILVA, Camila de Souza – Influencia da qualidade do vapor na injeção continua de vapor em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. 2013

THOMAS, JOSÉ EDUARDO. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2001. 2ª edição. Interciência: PETROBRAS, 2004, 271p.

ZÍLIO, E. L. & PINTO, U. B. Identificação e distribuição dos principais grupos de compostos presentes nos petróleos brasileiros. Boletim Técnico PETROBRAS, Rio de Janeiro, 45 (1): 21-25, jan./mar. 2002.