



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT

CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

RARYSON ALEXANDRE CAVALCANTE

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

NATAL, NOVEMBRO DE 2014.

RARYSON ALEXANDRE CAVALCANTE

**INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM
RESERVATÓRIO 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 2014.

Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora – UFRN

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador – UFRN

MSc. Edson de Andrade Araújo
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

A Deus meu criador e minha força, a Jesus Cristo meu Senhor e Salvador e ao Espírito Santo. Aos meus pais, **Celineide de Freitas Alexandre Cavalcante e Francisco da Costa Cavalcante**, por toda forma de amor, confiança e incentivo em mim depositado. A minha irmã **Raphaella Cavalcante**, ao meu irmão **Raphaell Cavalcante** e a toda minha Família, que torcem hoje e sempre pelo meu sucesso. Essa conquista é nossa!

AGRADECIMENTOS

A Deus, que tem guiado todos os meus passos e me dado forças para seguir em frente em todos os momentos da minha vida; e sempre ajudou em todas as minhas decisões e escolhas, me fortalecendo, me dando paz, segurança, confiança e sabedoria.

Aos meus pais, irmãos, tios, primos e meus avós, por todo apoio que me foi fornecido, direta ou indiretamente, ao longo de toda a minha vida.

A minha orientadora, Professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, pelo apoio, paciência, atenção, orientações e contribuições acadêmicas durante todo este período. Agradeço também, a todos os professores do curso de engenharia de petróleo, pelas orientações e contribuições científicas.

A todos os meus colegas de classe, desde daqueles que iniciaram comigo ainda no curso de Ciências e Tecnologia, em especial, as minhas amigas Micaela de Freitas e Katyane Medeiros, pela parceria em todos esses anos de caminhada acadêmica, foram elas as responsáveis, na maioria das vezes, pelo encorajamento, estímulos e ajuda nos momentos mais difíceis dessa caminhada.

A todos os meus amigos que sempre estavam dispostos a me distrair nos dias após a realização das provas, ao final de cada semestre, enfim, era com eles que sempre renovava minhas energias para continuar firme nessa jornada.

Aos colegas de Laboratório, por todo compartilhamento de informações e conhecimentos acadêmicos.

A *Computer Modelling Group* LTDA. (CMG) por fornecer a UFRN os softwares. Sem os softwares, a realização desse estudo não seria possível.

A Petrobras por conceder bolsas de estudo, promovendo estímulos para pesquisa e inovação para enriquecer a vida acadêmica.

Muito Obrigado!

Cavalcante, Raryson Alexandre – “Injeção de vapor e solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado”. Trabalho de conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof.^a Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

Com o objetivo de conseguir recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera, cada vez mais percebe a necessidade de utilizar métodos de recuperação suplementar. Sendo assim, processos de recuperação térmica têm sido aplicados como métodos estratégicos de recuperação de óleos pesados, pois melhoram o escoamento do óleo através da redução da viscosidade, tornando possível a produção de óleos em campos considerados economicamente inviáveis. Uma alternativa cada vez mais usada em campo é a utilização de método miscível combinado com um método térmico, que reduz as tensões interfaciais, como também reduz a viscosidade do óleo, facilitando a produção do óleo pesado. Este trabalho propõe um estudo, através da simulação numérica do reservatório, da recuperação do óleo de elevada viscosidade. Para isso, utilizou-se um simulador comercial da marca STARS – CMG *Launcher Technologies* 2012.1. A partir disto, foi analisada a influência dos parâmetros operacionais porcentagem de vapor e solvente injetados e vazão de injeção sobre o comportamento da produção acumulada de óleo. Os resultados mostraram que a injeção de vapor e solvente no reservatório obteve uma resposta satisfatória, já que promoveu uma melhoria significativa na recuperação do óleo presente no reservatório.

Palavras-chave: injeção de vapor e solvente, óleo pesado, recuperação suplementar.

Cavalcante, Raryson Alexandre – “Steam and Solvent Injection in heavy oil Reservoir”. Trabalho de conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof.^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

In order to successfully recover larger volumes of hydrocarbons, the oil industry realizes the necessity of supplementary recovery methods. Thus, thermal recovery processes have been applied as strategic recovery methods for heavy oils, by improving the flow of oil through the viscosity reduction, making possible the oil production at fields considered not economically viable. An alternative increasingly used is the use of miscible combined with a thermal method, which reduces the interfacial tension and reduces viscosity of the oil, facilitating the production of heavy oil. This academic job, proposes a study in numerical simulation of reservoir oil recovery of high viscosity. For this, used a commercial simulator brand STARS – CMG *Launcher Technologies* 2012.1. It was analyzed the influence of operating parameters ‘percentage of steam and solvent injected’ and ‘flow injection’ on the behavior of cumulative oil production, recovery factor and flow rate of oil production. The results show that the injection of solvent vapor in the tank and had a satisfactory result, promoted a significant improvement in the recovery of oil in the reservoir.

Keywords: steam and solvent injection, heavy oil, supplementary recovery methods.

SUMÁRIO

1. Introdução -----	10
1.2. Objetivo Geral -----	11
2. Aspectos Teóricos -----	13
2.1 Petróleo -----	13
2.1.1. Classificação do Petróleo -----	13
2.2. Métodos de Recuperação Suplementar -----	14
2.2.1. Métodos Miscíveis -----	15
2.2.2. Métodos Térmicos -----	16
2.2.2.1. Injeção de Vapor -----	17
3. Modelagem do Sistema e Metodologia de Trabalho -----	22
3.1. Simulação Numérica de Reservatórios -----	22
3.2. Modelagem do Reservatório -----	22
3.3. Propriedades do Fluido -----	25
3.5. Solvente Injetado -----	27
3.6. Condições Operacionais -----	27
3.7. Metodologia de trabalho -----	28
4. Resultados e Discussões -----	31
4.1. Comparação da Recuperação Primária com Injeção de Vapor e com Injeção de Vapor e 5% de Solvente -----	31
4.7. Análise para Diferentes Vazões -----	35
4.8. Análises para Injeção de Diferentes Porcentagens de Solventes -----	40
5. Conclusões e Recomendações -----	45
5.1. Conclusões -----	45
5.2. Recomendações Futuras -----	46
6. Referências -----	48

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada.	15
Figura 3.1: Vista 2D - Modelo de Injeção "Five-spot".....	24
Figura 3.2: Vista 3D - Modelo Físico do Reservatório de Petróleo.	25
Figura 3.3: Composição do óleo.....	26
Figura 3.4: Viscosidade do óleo e do gás.	27
Figura 3.5: Fluxograma com a metodologia de trabalho.....	29
Figura 4.1: Recuperação primária x Injeção de vapor x Injeção de vapor e solvente	31
Figura 4.2: Evolução da Temperatura no reservatório de petróleo.	33
Figura 4.3: Fator de Recuperação para Recuperação primária, Injeção de vapor e injeção de vapor e solvente.	35
Figura 4.4: Produção acumulada para diferentes vazões e 5% de solvente	36
Figura 4.5: Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção e 5% de solvente. .	37
Figura 4.6: Evolução da Viscosidade do óleo no reservatório	39
Figura 4.7: Vazão de óleo para diferentes porcentagens de solvente.....	41
Figura 4.8: Produção acumulada de óleo para diferentes porcentagens de solvente.....	42
Figura 4.9: Fator de recuperação para diferentes porcentagens de solvente	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação dos tipos de óleo.....	14
Tabela 3.1: Características do Reservatório.	23
Tabela 3.2: Concentrações dos componentes do modelo de fluido.....	26
Tabela 3.3: Condições operacionais adotadas.	28
Tabela 3.4: Parâmetros operacionais alterados no sistema.....	28

CAPÍTULO 1:

INTRODUÇÃO

1. Introdução

Para os países produtores de petróleo é sempre importante manter uma produção de óleo capaz de sustentar sua demanda interna, evitando a importação, que na maioria das vezes vem acompanhada de preços menos competitivos. Sob este ponto de vista, é importante não só explorar e encontrar novos reservatórios de óleo, como também explorar aqueles que já foram descobertos e não foram desenvolvidos, devido à falta de tecnologias para torná-los economicamente viáveis.

Em virtude da complexidade destes 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).

Geralmente, os reservatórios de petróleo que apresentam mecanismos de recuperação primária 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).

A nomenclatura utilizada para estes métodos baseia-se nos critérios de que para os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é elevado, dá-se o nome Métodos de Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas chama-se Métodos Especiais de Recuperação (Thomas, 2004).

Os métodos especiais de recuperação (tais como os químicos, deslocamento miscível e os térmicos) são empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas. 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).

Os processos de recuperação térmica, em especial a injeção de vapor, têm sido largamente utilizados como um método estratégico na recuperação de óleo pesado,

pois através da redução da viscosidade, melhoram o escoamento de óleos, viabilizando assim, a produção de petróleo em campos que antes eram considerados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação.

Uma alternativa cada vez mais utilizada é a adição de solventes ao vapor injetado. Trata-se da combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente), promovendo dessa forma, a redução da viscosidade do óleo e das tensões interfaciais (Galvão, 2008).

Os solventes são hidrocarbonetos conhecidos por reduzirem as tensões interfaciais e facilitarem a produção do óleo pesado. 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 o óleo pesado. Com isso, a razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o fluido deslocado é melhorada, reduzindo os caminhos preferenciais do vapor, melhorando o varrido e, conseqüentemente, o fator de recuperação (Galvão, 2008).

Neste estudo, foi constatada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais, como quantidade de solvente injetado e vazão de injeção, sobre o fator de recuperação, a vazão de óleo e a produção acumulada de óleo. As análises dos resultados adquiridos referentes aos modelos com solvente, a injeção de vapor sem solvente, foram realizados através de gráficos de produção acumulada de óleo, vazão de óleo, fator de recuperação. O simulador utilizado foi o STARS (*“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”*) do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*) versão 2012.1.

1.2. Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo da simulação numérica de reservatórios, que apresenta característica de um reservatório de óleo pesado, utilizando o processo de injeção de vapor e solvente. O trabalho também tem a finalidade de verificar a sensibilidade de alguns parâmetros (quantidade de solvente e vazão de injeção), para assim realizar uma avaliação da eficácia dos métodos empregados para a recuperação do óleo pesado.

CAPÍTULO 2:

ASPECTOS TEÓRICOS

2. Aspectos Teóricos

Neste capítulo é abordado os principais tópicos sobre o petróleo, os métodos de recuperação suplementar, o método térmico e o método miscível.

2.1 Petróleo

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.

2.1.1. Classificação do Petróleo

A ANP (2014) define o óleo como qualquer hidrocarboneto líquido no seu estado natural, ou seja, que se mantém líquido nas condições de reservatório e de superfície.

A indústria do petróleo utiliza a expressão °API como referencia para medir a densidade do óleo, que pode ser calculada pela seguinte fórmula:

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

Sendo: γ = Gravidade ou densidade específica do óleo (densidade do óleo/densidade da água) nas condições padrão (14,7 psia e 60°F).

A classificação é dada em quatro categorias distintas: Petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme apresentado na Tabela 2.1.

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

Tabela 2.1: Classificação dos tipos de óleo.

Fonte: ANP - 2014

2.2. Métodos de Recuperação Suplementar

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 prevalentes, arcabouço estrutural e eficiência dos métodos de recuperação empregados (Botelho, 2004).

A terminologia utilizada para os métodos de recuperação suplementar baseiam-se nos critérios de que: para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e gás, dá-se o nome de métodos convencionais de recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas classifica-se como métodos especiais de recuperação (Curbelo, 2006).

A Figura 2.1, a seguir, mostra o fluxograma dos métodos de recuperação acima citados.

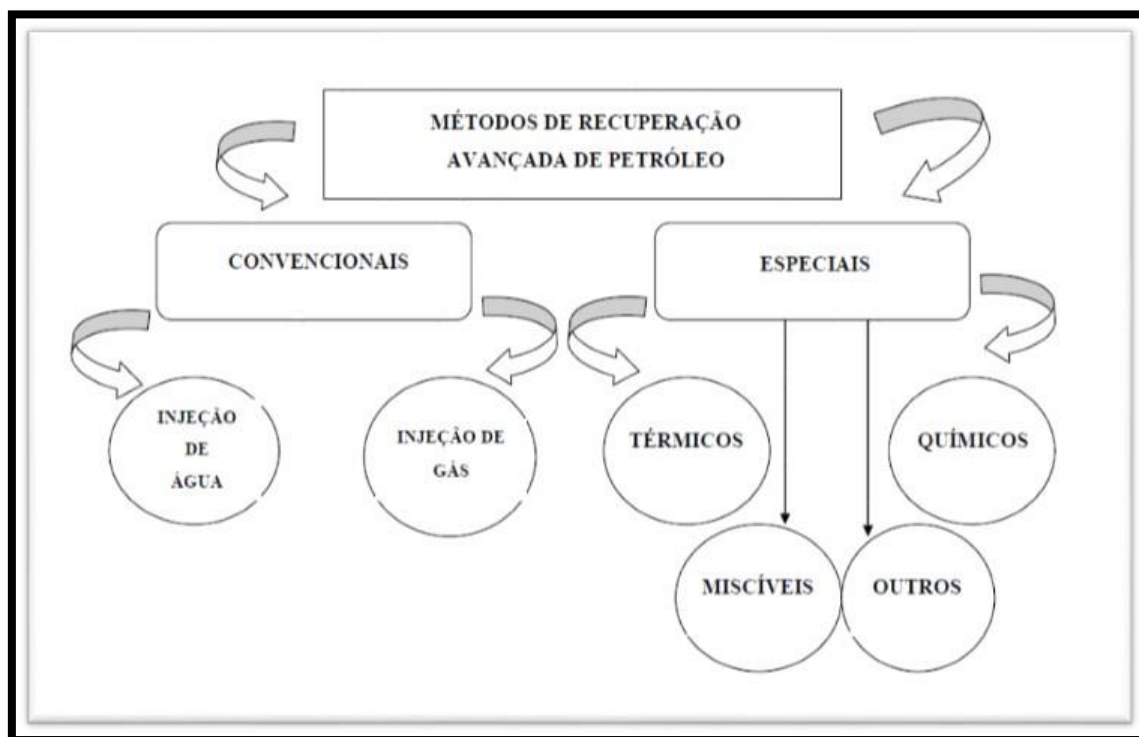


Figura 2.1: Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada.

Fonte: Silva, 2013

Os Métodos Especiais de Recuperação são empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas (Queiroz, 2006).

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz, 2006).

Nas próximas seções, são apresentadas breves descrições sobre os métodos miscíveis e térmicos de recuperação de petróleo.

2.2.1. Métodos Miscíveis

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar, ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será deslocado da área que for contatada pelo

fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, hidrocarbonetos, dióxido de carbono e nitrogênio (Lane, 2004).

Esses métodos podem ser convenientemente classificados em Miscível ao Primeiro Contato (MPC) ou Miscível a Múltiplos Contatos (MMC), dependendo da maneira como a miscibilidade é desenvolvida. (Galvão, 2008).

A importância destes processos está em sua habilidade de reduzir forças capilares e interfaciais que, normalmente, causam retenção do óleo no reservatório. Dessa maneira, o óleo será removido da área que entrou em contato com o fluido injetado (Thomas, 2004).

Nos processos de recuperação de óleo pesado à base de solvente, a dissolução do mesmo ao óleo pesado tem um papel dominante na determinação da taxa de recuperação. A difusividade molecular e solubilidade de um solvente no óleo são dois parâmetros muito importantes para quantificar a recuperação do óleo do reservatório, e estas dependem fortemente das propriedades físico-químicas do sistema e da pressão e da temperatura da formação (Luo *et.al.*, 2007).

2.2.2. 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 importância de se desenvolver e empregar métodos térmicos estão diretamente associados ao fato de que, ao aquecer o óleo sua viscosidade é substancialmente reduzida.

Estes métodos podem ser divididos em duas categorias que são a injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) e combustão *in situ*.

Ao se injetar fluidos quentes no reservatório, o calor é gerado na superfície e, imediatamente, transportado para o interior da formação através do fluido. Já na combustão *in situ*, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo presente (Rosa *et.al.*, 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).

Com relação às propriedades do óleo, a viscosidade é o parâmetro que sofre pronunciada redução com o aquecimento do reservatório. Observa-se na prática que a taxa de melhoria é maior no intervalo inicial. Após atingir determinada temperatura ganha-se muito pouco no decréscimo da viscosidade. Além disso, nota-se que as maiores diminuições neste parâmetro ocorrem em óleos de °API mais baixo (e geralmente mais viscosos) (Rosa et.al., 2006).

2.2.2.1. Injeção de Vapor

A injeção de vapor é um método especial de recuperação de complexo deslocamento de óleo que envolve simultaneamente transporte de calor e massa.

Este método geralmente é aplicado em reservatórios de óleos viscosos e consiste em injetar calor para reduzir a viscosidade e, assim, aumentar a mobilidade do óleo e, conseqüentemente, a produção do fluido. Este pode ser utilizado de maneira cíclica ou contínua (*Esmeraldo et.al.*, 2010).

A injeção contínua de vapor consiste em uma injeção contínua do fluido, diferentemente da injeção cíclica onde esta é intermitente. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetores e produtores são distintos. Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir do vapor até a do reservatório (Rodrigues, 2008), uma ilustração deste processo pode ser observada na Figura 2.2.

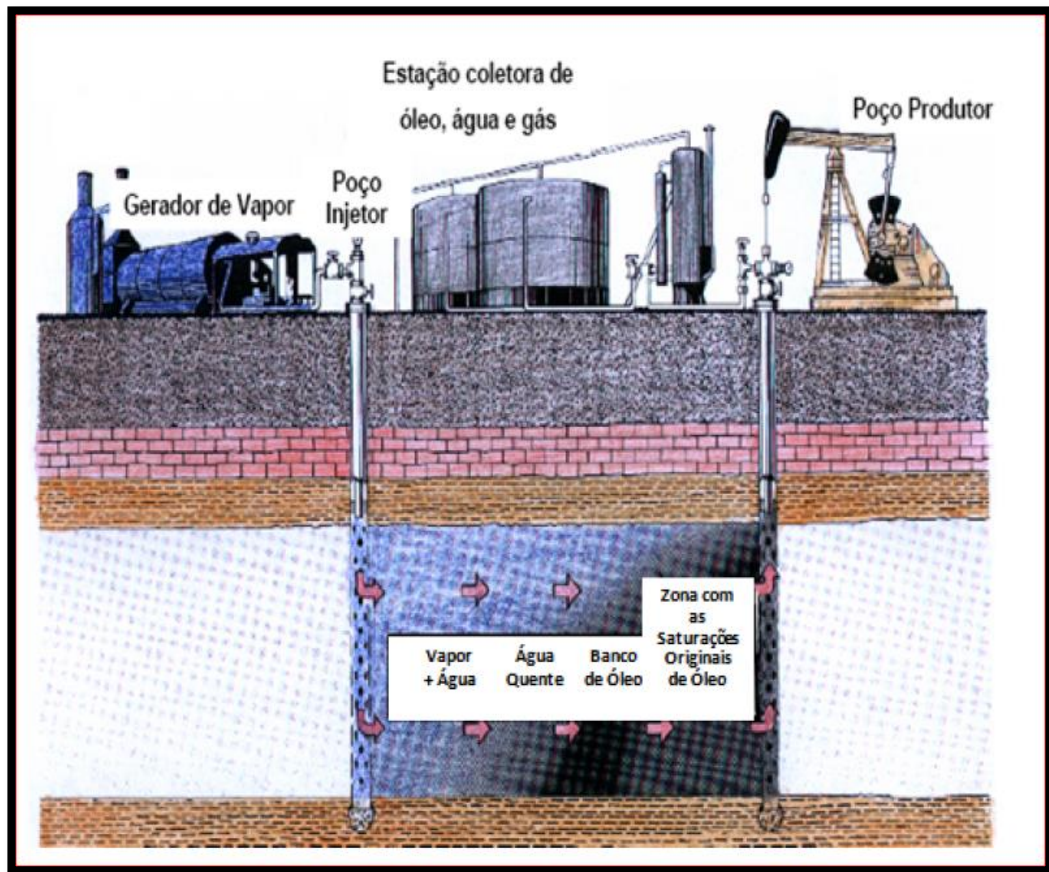


Figura 2.2: Injeção contínua de vapor.

Fonte: 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).

Algumas condições de reservatório são necessárias para que um projeto de injeção de vapor obtenha resultados satisfatórios, dentre as quais, cita-se:

- As saturações de óleo devem ser bastante altas e a espessura da zona produtora deve ser de mais de 6m para minimizar as perdas de calor para as formações adjacentes.

- Óleos leves e pouco viscosos podem ser candidatos ao processo, mas normalmente não o devem ser utilizados se o reservatório puder responder a métodos secundários, tais como a injeção de água.
- A injeção de vapor é primariamente aplicável para óleos de elevada viscosidade, formações de alta permeabilidade ou inconsolidadas.
- Devido ao excesso de perda de calor nos poços, reservatórios com injeção de vapor devem ser os mais rasos possíveis, bem como, devem estar submetidos a altas pressões de injeção para que suficientes taxas de injeção sejam mantidas.
- Cerca de um terço da recuperação de óleo adicional é consumido para geração do vapor necessário, devido a isso o custo associado ao barril produzido é alto.
- Uma baixa porcentagem de águas sensíveis à argila é desejável para uma boa injetividade.

Segundo Gurgel (2009) as condições favoráveis de aplicação do método consistem em:

➤ **Características do óleo**

- Densidade do óleo: < 22° API (normalmente 10-22°);
- Viscosidade: Entre 100 e 5.000 cp;

➤ **Características do reservatório**

- Tipo de formação: Preferência por arenitos com alta porosidade e permeabilidade;
- Espessura: > 6 m;
- Permeabilidade média: > 200 mD;
- Profundidade: Entre 90 e 900 m;
- Temperatura: Não deve ser crítica.

As principais vantagens da injeção contínua de vapor são:

- Tratar-se de um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API;
- Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária;
- Danifica menos os poços que a combustão *in situ*;
- Fornecem maiores vazões de injeção de calor do que os outros métodos térmicos, logo o calor é aplicado rapidamente ao reservatório;

- A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que o óleo flui;

As principais desvantagens do método de injeção de vapor consistem em:

- As perdas de calor gerado na superfície a alto custo são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação, logo o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade;
- O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência, já que operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais;
- A falha na cimentação, em poços de completação convencional é frequente sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar a altas temperaturas;
- A produção de areia é comum em projetos térmicos;
- A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor;
- Fingers de vapor podem acontecer na parte superior da formação que está sendo contatada.

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.

Na injeção de vapor com solvente, tem-se a combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente). No Brasil, a PETROBRAS tem utilizado este método em alguns de seus campos terrestres de óleo pesado.

CAPÍTULO 3:

MODELAGEM DO SISTEMA E METODOLOGIA DE TRABALHO

3. Modelagem do Sistema e Metodologia de Trabalho

Neste capítulo foi abordada a modelagem do sistema e a metodologia utilizada para elaboração deste trabalho, a partir da simulação numérica de reservatórios de petróleo.

3.1. Simulação Numérica de Reservatórios

Para a elaboração deste projeto utilizou-se um simulador comercial “STARS – *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation*” da CMG (*Computer Modelling Group*) versão 2012.1.

Segundo Barillas (2005), este programa consiste em um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “*in situ*”, além de outros processos que contam com aditivos químicos, utilizando uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Além disso, é possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

Para construir o modelo de fluido utilizou-se o “*Winprop*”, onde todos os dados do fluido do reservatório foram inseridos. Já para construir o modelo do reservatório, o programa usado foi o “*Builder*”. Por fim, para obter os resultados das simulações e verificar todos os parâmetros aqui estudados, usou-se o “*Results Graph*” e o “*Results 3D*”.

3.2. Modelagem do Reservatório

O modelo físico compreende as características do reservatório (rocha/fluido) e o método de recuperação. Para o caso de injeção contínua de vapor e solvente, foi utilizado um sistema de coordenadas cartesianas (direções *i*, *j*, *k*). O modelo de

injeção escolhido foi “*Five-spot*”, sendo 4 poços injetores verticais e 1 poço produtor vertical.

O reservatório estudado tem formato similar a um reservatório real, com as seguintes dimensões: 450 m de comprimento, 315 m de largura e 45 m de espessura, aproximadamente.

As características do reservatório, no sistema de unidades inserida no simulador, são apresentadas na Tabela 3.1, mostrada a seguir:

Dimensão 450 m na direção i	30 blocos de 15m
Dimensão 315 m na direção j	21 blocos de 15 m
Dimensão 45 m na Direção k	14 blocos de 3,21 m e 1 bloco de 5 m
Total de blocos	9450 blocos
Profundidade do topo do reservatório	200 m
Porosidade	28%
Permeabilidade horizontal	900 mD
Permeabilidade Vertical	99 mD
Compressibilidade da formação	$15 \cdot 10^{-7}$ 1/psi
Pressão de referencia	287 psi
Capacidade calorífica volumétrica da formação	35 Btu/(ft ³ °F)
Condutividade térmica da rocha	78,74 Btu / (m*day*F)
Condutividade térmica da água	28,54 Btu / (m*day*F)
Condutividade térmica do óleo	5,91 Btu / (m*day*F)
Condutividade térmica do gás	1,97 Btu / / (m*day*F)
Saturação inicial de óleo	70%
Saturação residual de óleo	30%
Saturação de água conata	28%
Contato água-óleo em relação ao topo do reservatório	38 m

Tabela 3.1: Características do Reservatório.

As vistas 2D e 3D do reservatório, estão expostas na Figura 3.1 e Figura 3.2, respectivamente.

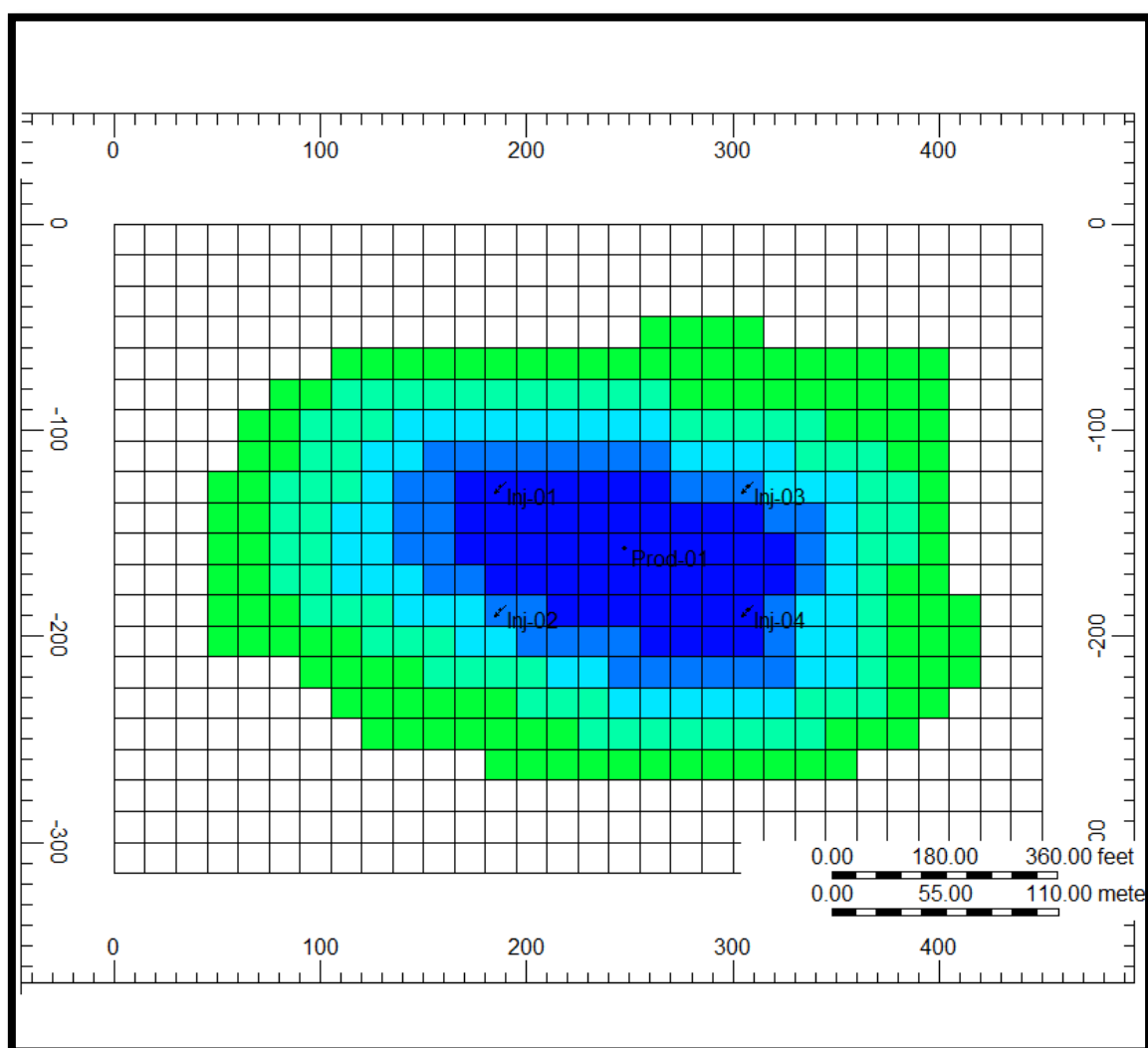


Figura 3.1: Vista 2D - Modelo de Injeção "Five-spot".

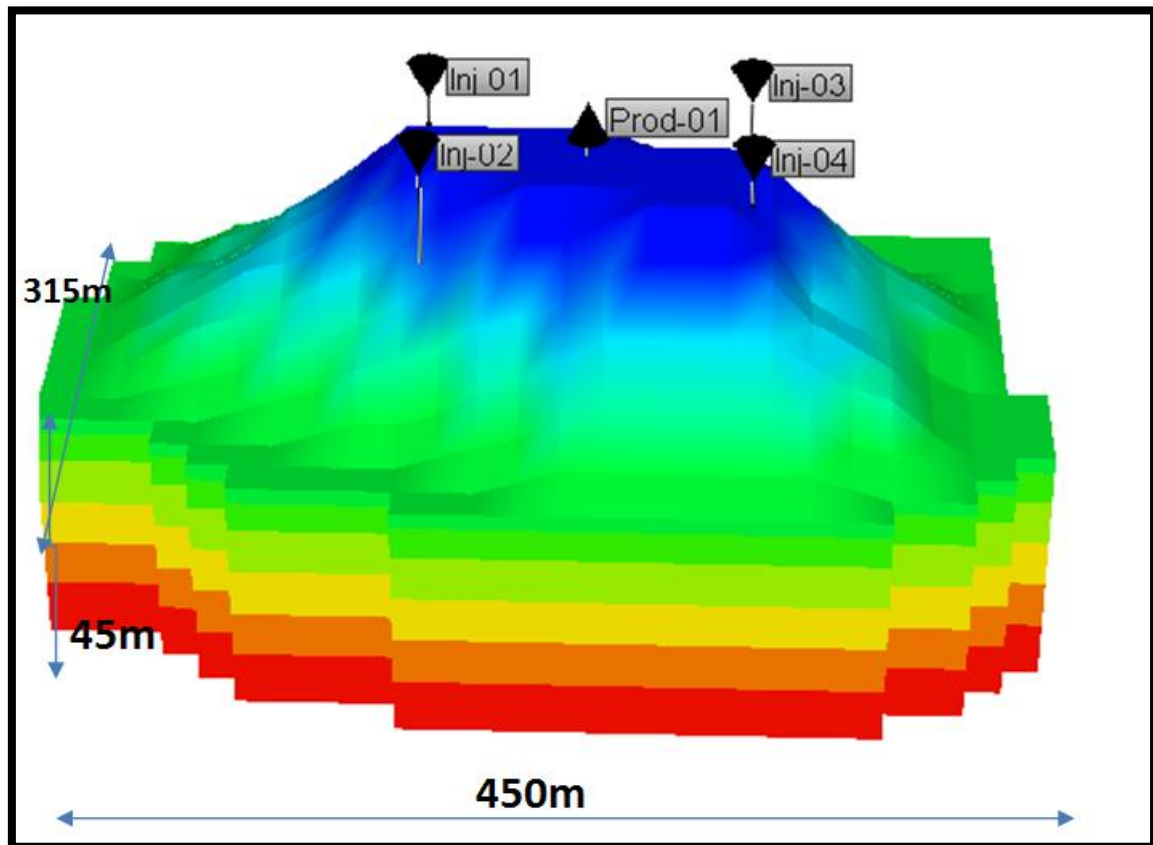


Figura 3.2: Vista 3D - Modelo Físico do Reservatório de Petróleo.

3.3. Propriedades do Fluido

As concentrações referentes aos componentes do modelo de fluido, que compreende um reservatório de óleo pesado, foram inseridas no “*Winprop*” e estão expostas na Tabela 3.2.

Componente	Composição (%)
CO ₂ – N ₂	0,77
C ₁ - C ₃	11,13
IC ₄ - C ₉	0,63
C ₁₀ - C ₁₉	15,89
C ₂₀ - C ₂₇	24,27
C ₂₈ - C ₃₉	21,89
C ₄₀ +	25,42
Total =	100

Tabela 3.2: Concentrações dos componentes do modelo de fluido.

A Figura 3.3, ilustra a proporção das concentrações dos componentes do modelo de fluido.

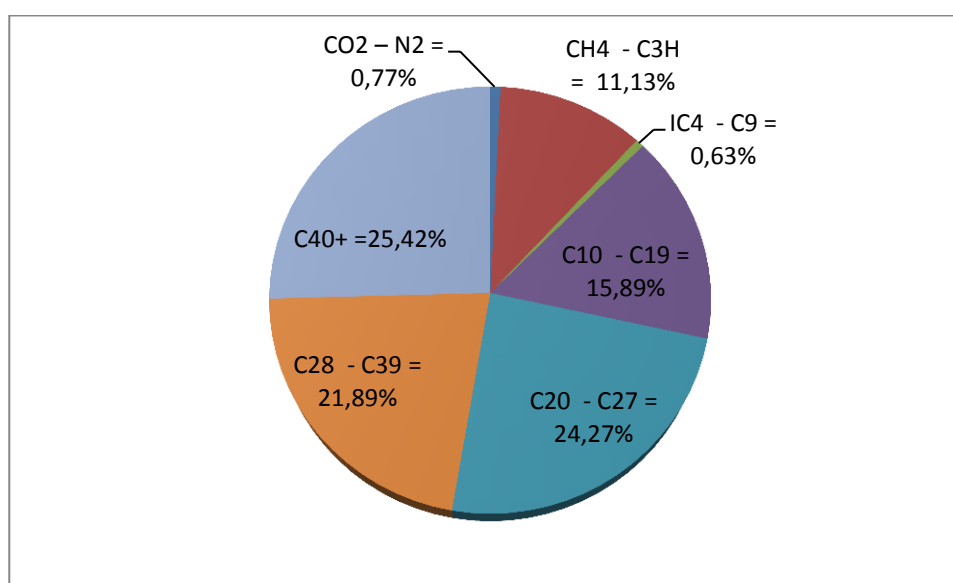


Figura 3.3: Composição do óleo.

Pode-se verificar que o óleo apresenta em maior proporção os componentes de C₄₀+, o que resulta ao mesmo apresentar um elevado valor de viscosidade.

A Figura 3.4 apresenta a curva da viscosidade (cP) em função da pressão (psia) para o óleo e para o gás, obtida após modelagem do fluido no “Winprop”.

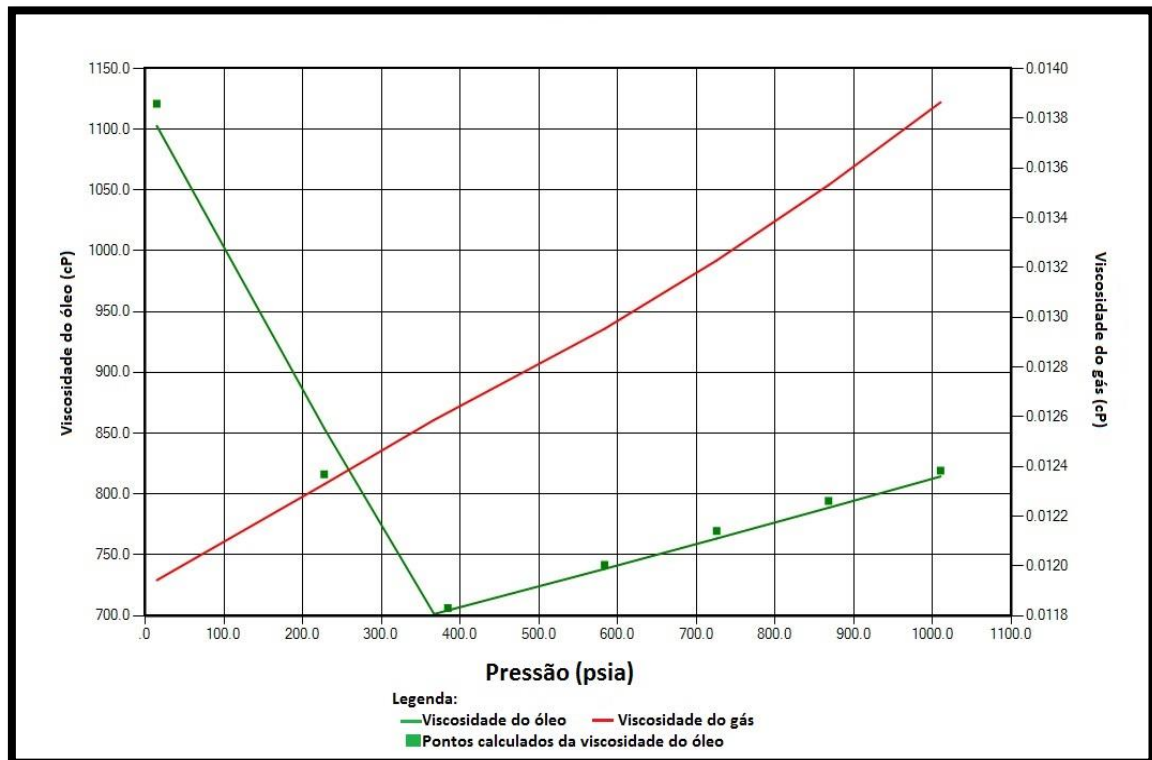


Figura 3.4: Viscosidade do óleo e do gás.

3.5. Solvente Injetado

O solvente injetado juntamente ao vapor no reservatório foi o Hexano (C6). Este solvente foi selecionado porque o fluido presente no reservatório é de elevado peso molecular e, assim, é provável que este apresente boa miscibilidade com o óleo do reservatório.

O hexano, também, foi escolhido devido a pouca quantidade de trabalhos realizado com este tipo de solvente. Até agora, as pesquisas realizadas sobre este tema, na UFRN (Nascimento, 2012; Campos, 2013), apresentaram projetos utilizando como solvente, na maioria dos casos, o Pentano ou Heptano. Portanto, é de grande relevância realizar um estudo mais detalhado com este tipo de solvente.

O Hexano possui composição química C_6H_{14} e massa molecular de 86,18 u.

3.6. Condições Operacionais

As condições operacionais adotadas, no sistema de unidades do simulador estão inseridas na Tabela 3.3.

Temperatura de vapor	287,78 °C
Qualidade do vapor	50%
Pressão máxima no poço injetor	1000 psi
Pressão mínima no poço produtor	28,5 psi
Vida útil do projeto	15 anos
Vazão de injeção total (Vapor + Solvente)	50 m ³ std/d (inicial)
Produção máxima de líquidos	500 m ³ std/d

Tabela 3.3: Condições operacionais adotadas.

3.7. Metodologia de trabalho

Durante a realização deste trabalho, os parâmetros vazão de injeção, quantidade de vapor e solventes injetados foram alterados para servir de fonte de estudo na análise da produção acumulada de fluidos do reservatório, vazão de produção de óleo, fator de recuperação, bem como análises da temperatura e viscosidade do óleo no reservatório.

Na Tabela 3.4 estão listados os parâmetros operacionais do sistema que foram alterados para o estudo, através de diferentes cenários.

Parâmetros Operacionais	Vazão de Óleo (m³/dia)	Solvente (%)
Cenário 1 (0 e 5% solvente), (50 m³/dia)	50	0 e 5
Cenário 2 (5% solvente), (25-40-50-100-200-400 m³/dia)	25-40- 50-100- 200-400	5
Cenário 3 (0-5-10-15-20-25% solvente), (50 m³/dia)	50	0-5-10-15- 20-25

Tabela 3.4: Parâmetros operacionais alterados no sistema.

Com os resultados das simulações de cada cenário mostrado na Tabela 3.4, foi possível obter gráficos para uma melhor análise comparativa entre os parâmetros estudados e os valores de vazão de óleo, fator de recuperação, produção acumulada, temperatura do reservatório, entre outros, que são mostrados e discutidos no Capítulo 4.

A Figura 3.5 apresenta um fluxograma com cada passo utilizado para a realização deste trabalho.

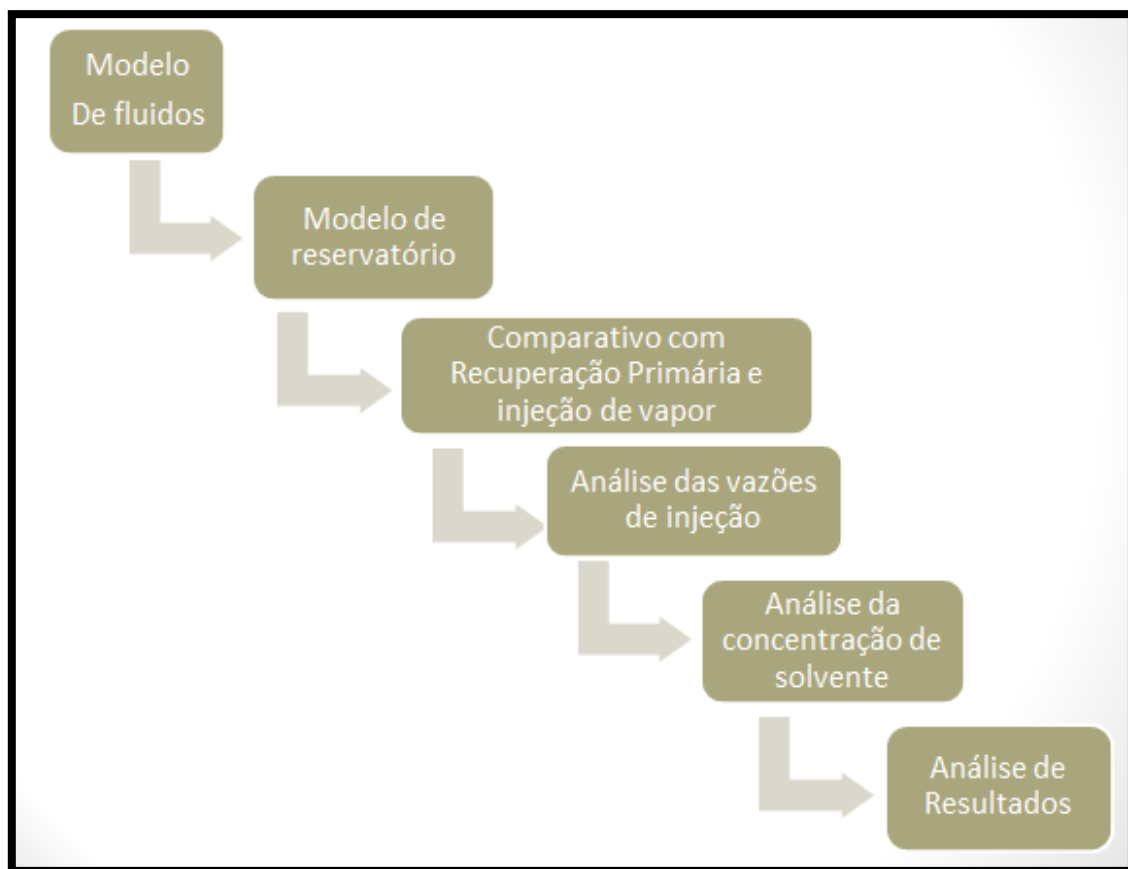


Figura 3.5: Fluxograma com a metodologia de trabalho.

CAPÍTULO 4:

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4. Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados referentes à influência da alteração dos parâmetros vazão e porcentagem de solvente para a produção acumulada, vazão de produção e fator de recuperação de óleo, bem como a análise da temperatura e da viscosidade no reservatório mediante a injeção destes fluidos no sistema.

4.1. Comparação da Recuperação Primária com Injeção de Vapor e com Injeção de Vapor e 5% de Solvente

A recuperação primária é a quantidade de energia necessária para que o reservatório produza de forma natural. A injeção de vapor com 0% de solvente implica que apenas o método térmico (injeção de vapor) está sendo utilizado no sistema. Sendo assim, a Figura 4.1 mostra a vazão de óleo *versus* tempo para as três situações em estudo: recuperação primária, injeção de vapor e injeção de vapor e 5% de solvente (foi necessário balancear o valor da injeção de fluidos para fazer a comparação entre a injeção de vapor e a injeção de vapor e 5% de solvente).

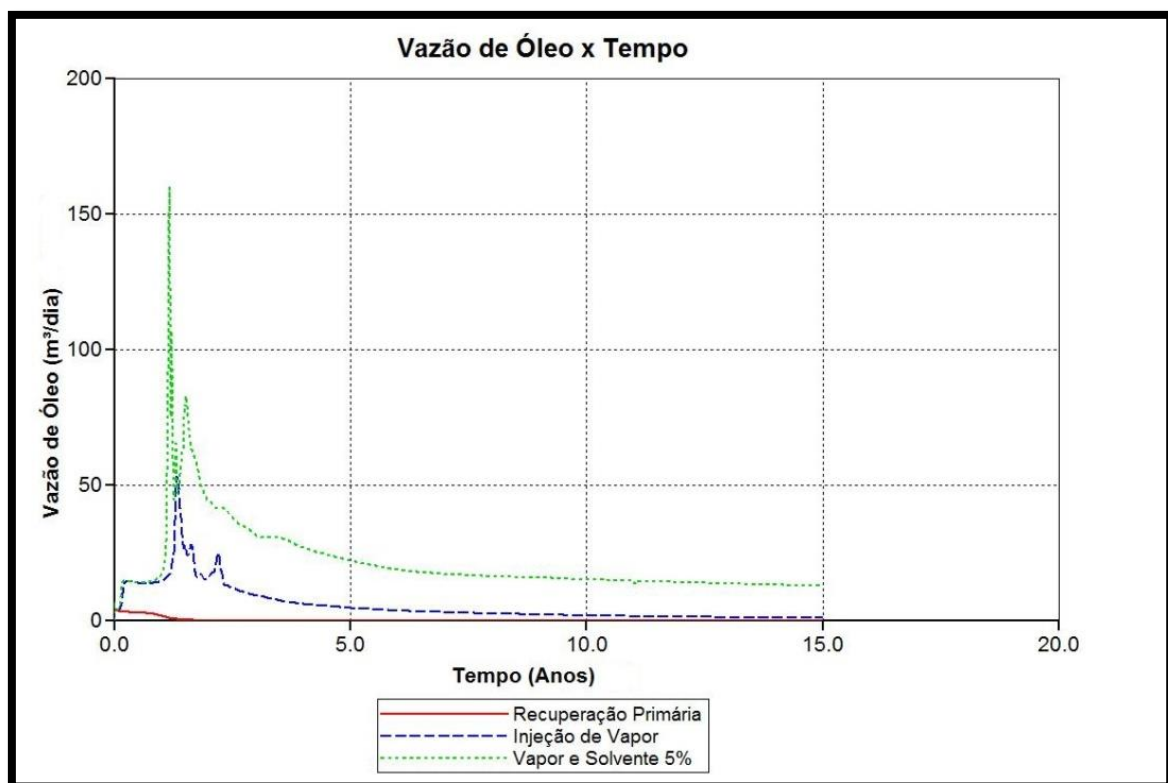


Figura 4.1: Recuperação primária x Injeção de vapor x Injeção de vapor e solvente

Pode-se observar através da Figura 4.1 que a energia do reservatório não é suficiente para o reservatório produzir em surgência durante os 15 anos de projeto. Antes de 5 anos, o reservatório já não consegue mais produzir de forma natural. Observa-se ainda que com apenas a injeção de vapor, os resultados já são bastante significativos quando comparados com a recuperação primária. Porém, no gráfico, a curva de injeção de vapor aparece em posição intermediária, pois a injeção de vapor e 5% de solvente obtêm um valor de pico de produção superior ao pico de produção da recuperação primária, como também da injeção de vapor.

Com a Figura 4.1, é verificado que a injeção de vapor e solvente, consegue antecipar, e durar por mais tempo, uma produção elevada de óleo, o que significa poderá ocorrer uma possível antecipação de ganho do capital financeiro com a venda de óleo mais cedo.

A Figura 4.2 mostra a evolução da temperatura nos anos 01 – 05 – 10 – 15 para a injeção de vapor e a injeção de vapor e 5% de solvente com vazão de 50 m³/dia.

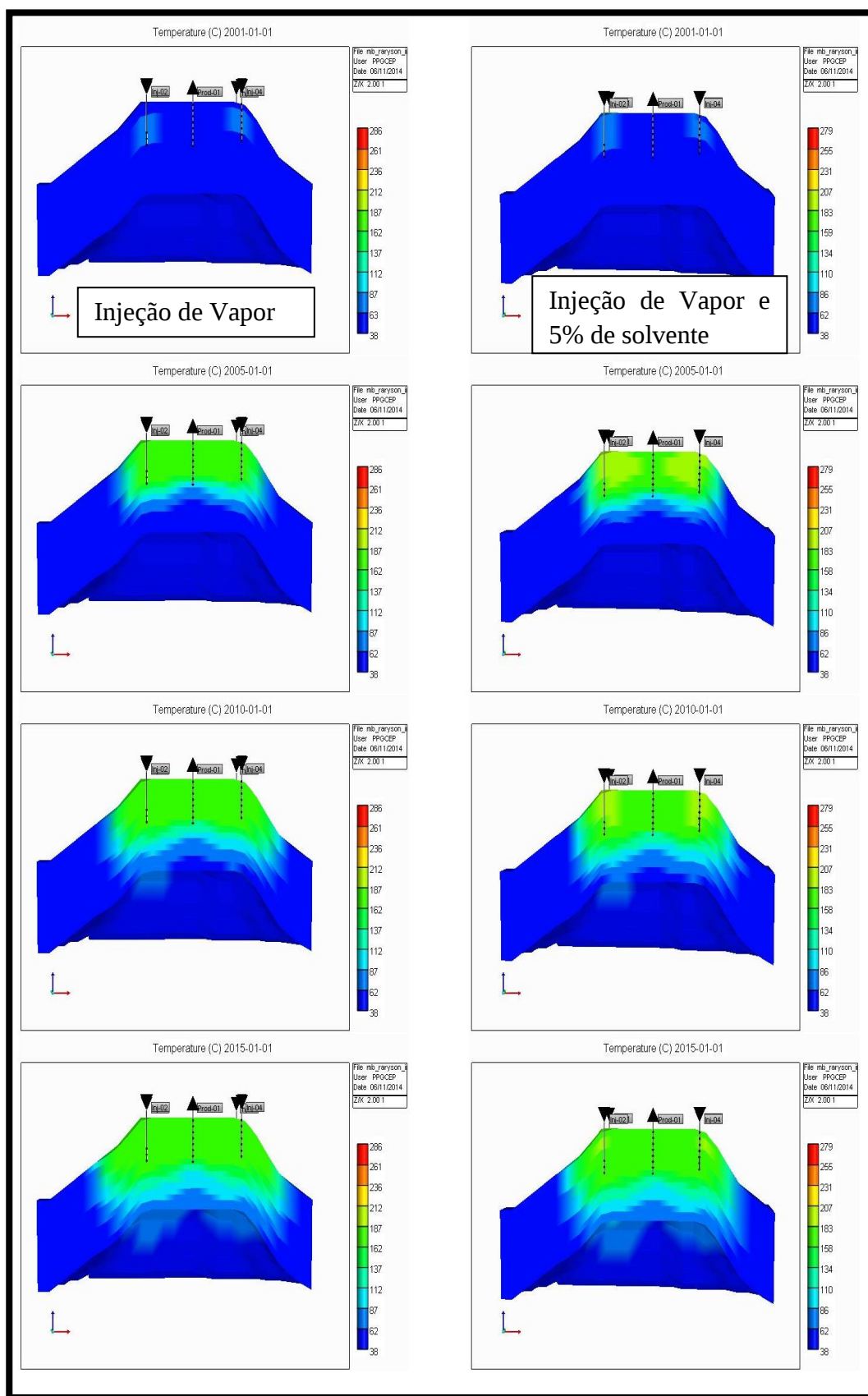


Figura 4.2: Evolução da Temperatura no reservatório de petróleo.

Através da Figura 4.2, observa-se que na medida em que o fluido vai sendo injetado, a partir do momento que ele entra em contato com o fluido existente no reservatório, ocorre a troca de energia entre os dois fluidos que inicialmente se encontram em temperaturas diferentes. A temperatura inicial do reservatório é 38 °C. Com o decorrer do tempo, o óleo existente no reservatório vai sendo produzido, com isso, têm-se menos massa remanescente na formação, portanto esta transferência de calor tende a estabilizar após alguns anos de produção. Percebe-se na Figura 4.2, no final do projeto, para ambos os casos, a temperatura permanece em torno de 160 °C. Quanto mais rápido se produz o óleo do reservatório, mais rápida será a estabilização da troca térmica do sistema.

Ainda de acordo com a Figura 4.2, é perceptível, que tanto a injeção de vapor como a injeção de vapor e solvente foram eficientes para elevar a temperatura do reservatório para em torno de 160 °C. Portanto, observa-se que o efeito da miscibilidade do solvente foi o parâmetro que fez a diferença para obter uma produção de óleo maior, conforme foi visto na Figura 4.1.

No método de injeção de vapor e solvente, para o cálculo do fator de recuperação, deve-se considerar a produção acumulada referente ao solvente injetado, pois durante a produção, o solvente injetado nos poços injetores, também é produzido no poço produtor.

Logo, o fator de recuperação foi calculado pela seguinte fórmula:

$$FR (\%) = \frac{NP - NPC6INJ}{VOIP} * 100$$

Onde: NP é a produção acumulada de óleo, NPC6INJ é a produção acumulada referente ao solvente e VOIP é o volume de óleo original.

A Figura 4.3 mostra um gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para os três métodos analisados nesta seção. Foi necessário balancear o valor da injeção de fluidos para fazer a comparação entre a injeção de vapor e a injeção de vapor e 5% de solvente.

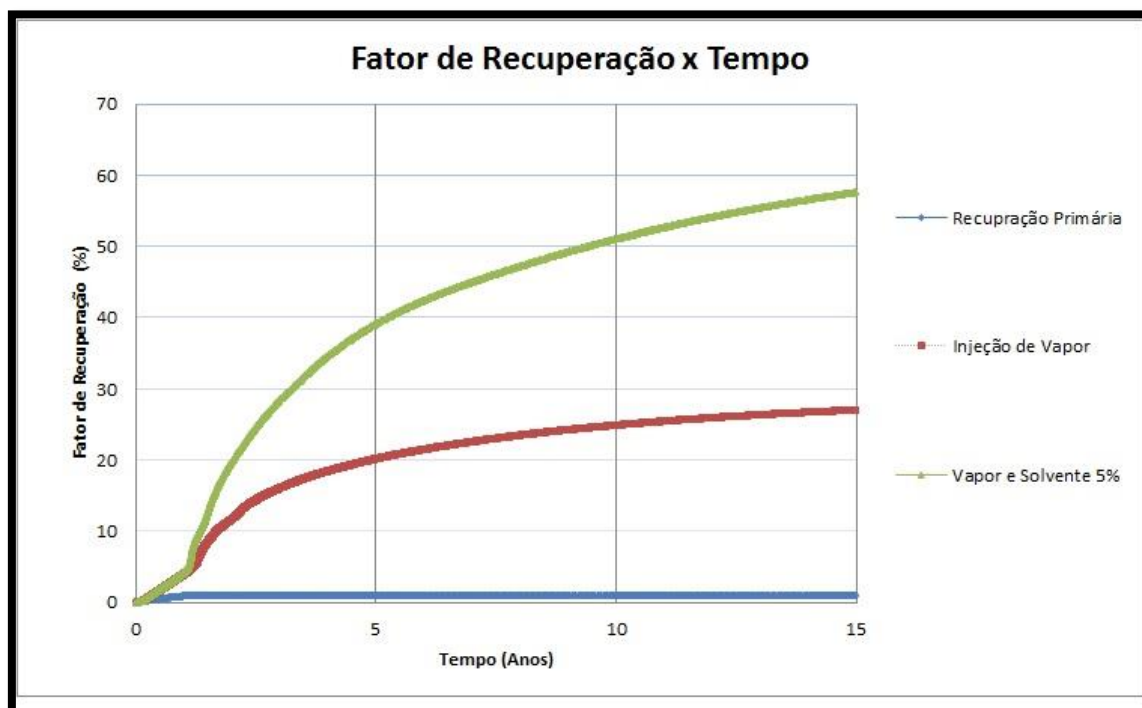


Figura 4.3: Fator de Recuperação para Recuperação primária, Injeção de vapor e injeção de vapor e solvente.

A Figura 4.3 também mostra que o solvente possui grande influência sobre o fator de recuperação, quando injetado junto ao vapor, já que resultou em um aumento considerável no fator de recuperação, em relação a injeção de vapor e a recuperação primária. Isso pode ser justificado devido ao solvente injetado apresentar uma ótima miscibilidade com o óleo, que diminui as tensões interfaciais promovendo um maior deslocamento do óleo no meio poroso, aumentando assim, o volume de óleo que pode ser recuperado no reservatório.

4.7. Análise para Diferentes Vazões

Utilizando o cenário 2, mostrado na Tabela 3.4, foi empregado o método de injeção de vapor e solvente no reservatório, com diferentes vazões de injeção e a mesma porcentagem de solvente, a fim de avaliar a eficiência destes para tentar chegar na maior recuperação do óleo existente no reservatório possível.

Nesse cenário, manteve-se a porcentagem de solvente constante em 5%, e as vazões de injeção foram: 25 – 40 – 50 – 100 – 200 – 400 m³/dia.

A Figura 4.4 exibe a produção acumulada de óleo *versus* tempo para todas as vazões de injeção simuladas no cenário 2.

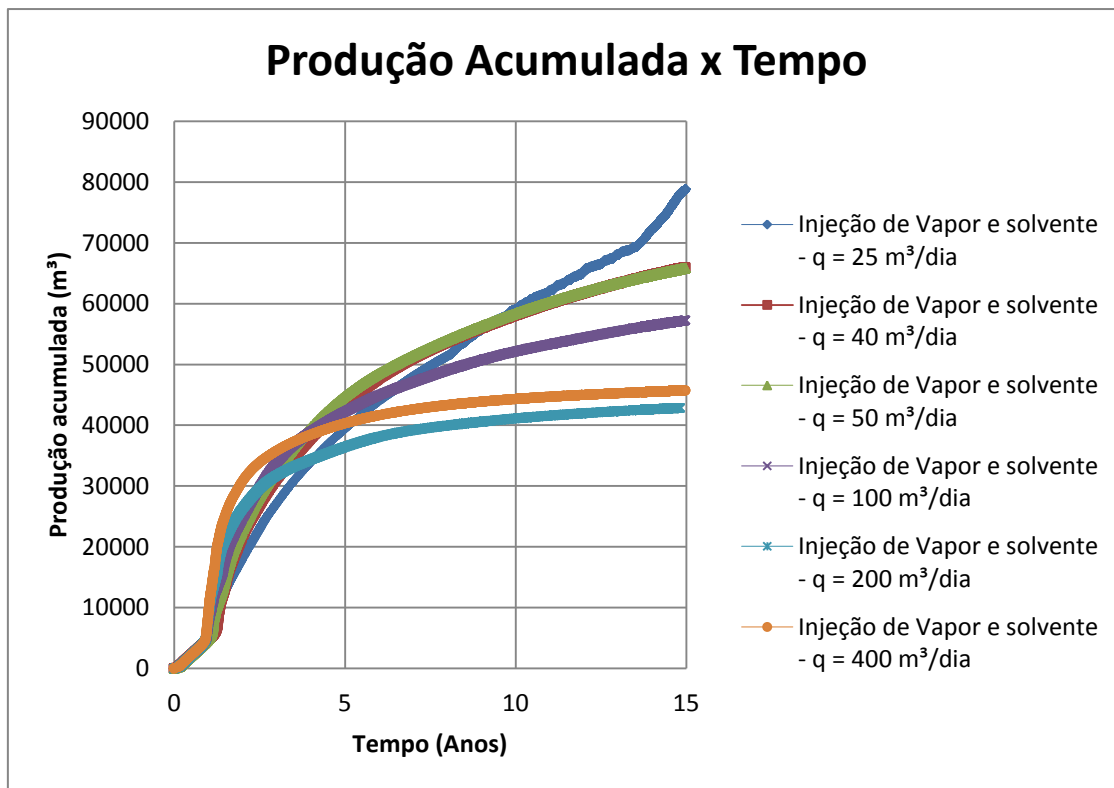


Figura 4.4: Produção acumulada para diferentes vazões e 5% de solvente

Pode-se perceber que não necessariamente, grandes vazões de injeção irão retornar alta produção de óleo, como pode ser comprovada na Figura 4.4, pois existe um limite de injeção de solvente e vapor, que seria a melhor resposta do sistema. A partir deste valor, um aumento na injeção de vapor e solvente implica em uma rápida produção de óleo, como pode ser visto quando se injeta 100, 200 e 400 m³/dia, a produção acumulada de óleo é próxima das demais vazões até os primeiros 5 anos de projeto, mas após esse tempo, a produção acumulada dessas vazões é superada pelas vazões de 25, 40 e 50 m³/dia.

A Figura 4.5 apresenta o fator de recuperação x tempo para todas as vazões simuladas nesta seção.

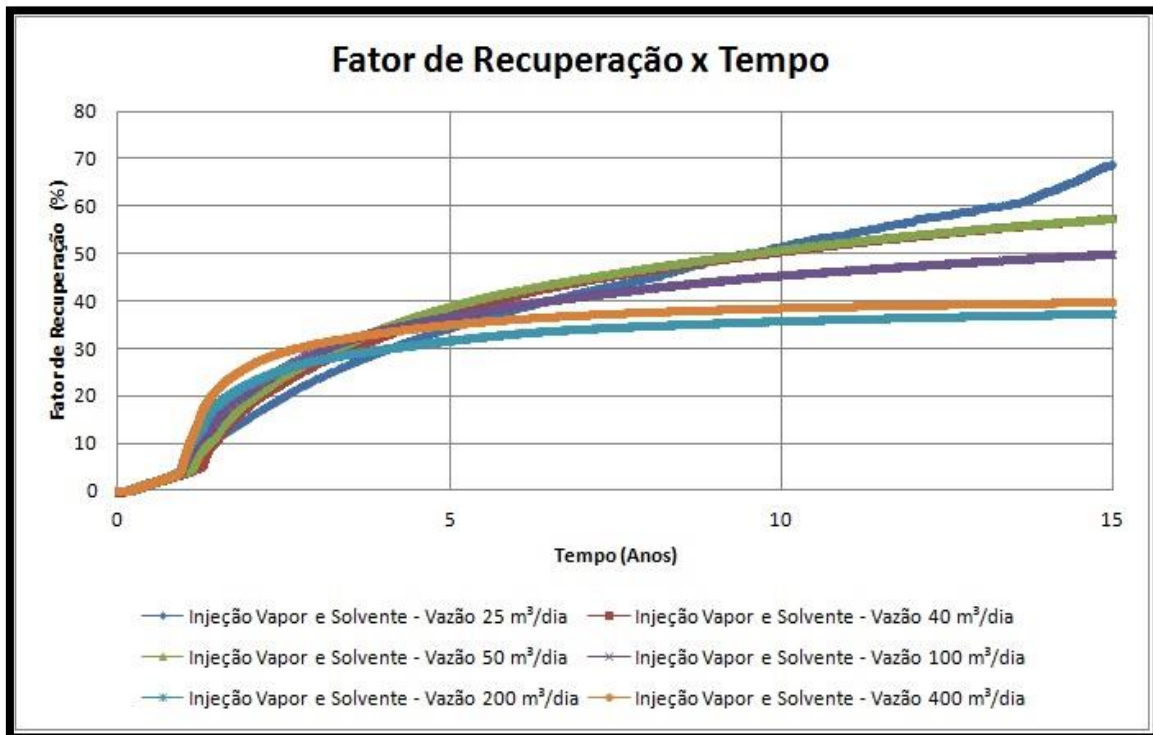


Figura 4.5: Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção e 5% de solvente.

Percebe-se através da Figura 4.5, que a melhor resposta para o fator de recuperação em uma injeção de vapor e 5% de solvente é a utilização de baixas vazões, neste caso, as vazões de 25, 40 e 50 m³/dia. Entre as altas vazões, apenas a vazão de 100 m³/dia obteve resultado ainda satisfatório até pouco tempo antes dos 10 primeiros anos do projeto.

É importante discutir que conforme se eleva a vazão de injeção para um valor muito alto, o método de injeção de vapor e solvente vai perdendo o seu potencial de eficiência. Para 5% de solvente, cenário aqui estudado, o aumento da vazão, irá aproximar cada vez mais os resultados deste método com os resultados do método de injeção de vapor, pois a contribuição do solvente vai se tornando pouco relevante, fazendo o efeito da miscibilidade ser pouco efetivo.

Por exemplo, para a vazão de 400 m³/dia nos 4 poços injetores, o total de fluido injetado é de 1600 m³/dia, e deste total, 80 m³/dia é de solvente e 1520 m³/dia é de vapor. Já para uma vazão de 25 m³/dia nos 4 poços injetores, o total de fluidos injetados é de apenas 100 m³/dia, e deste total, 5 m³/dia é solvente e 95 m³/dia é de vapor. É claro que proporcionalmente os dois casos estão injetando 5% de solvente, porém, a quantidade que representa os 95% de vapor, por ser muito maior, irá prevalecer,

aproximando os resultados apenas com o método de injeção de vapor, pois a contribuição do solvente se torna muito pequena.

A Figura 4.6 apresenta a evolução da viscosidade do óleo no reservatório nos anos 01 – 05 – 10 – 15 para a injeção de vapor e 5% de solvente para as vazões de 50 e 400 m³/dia.

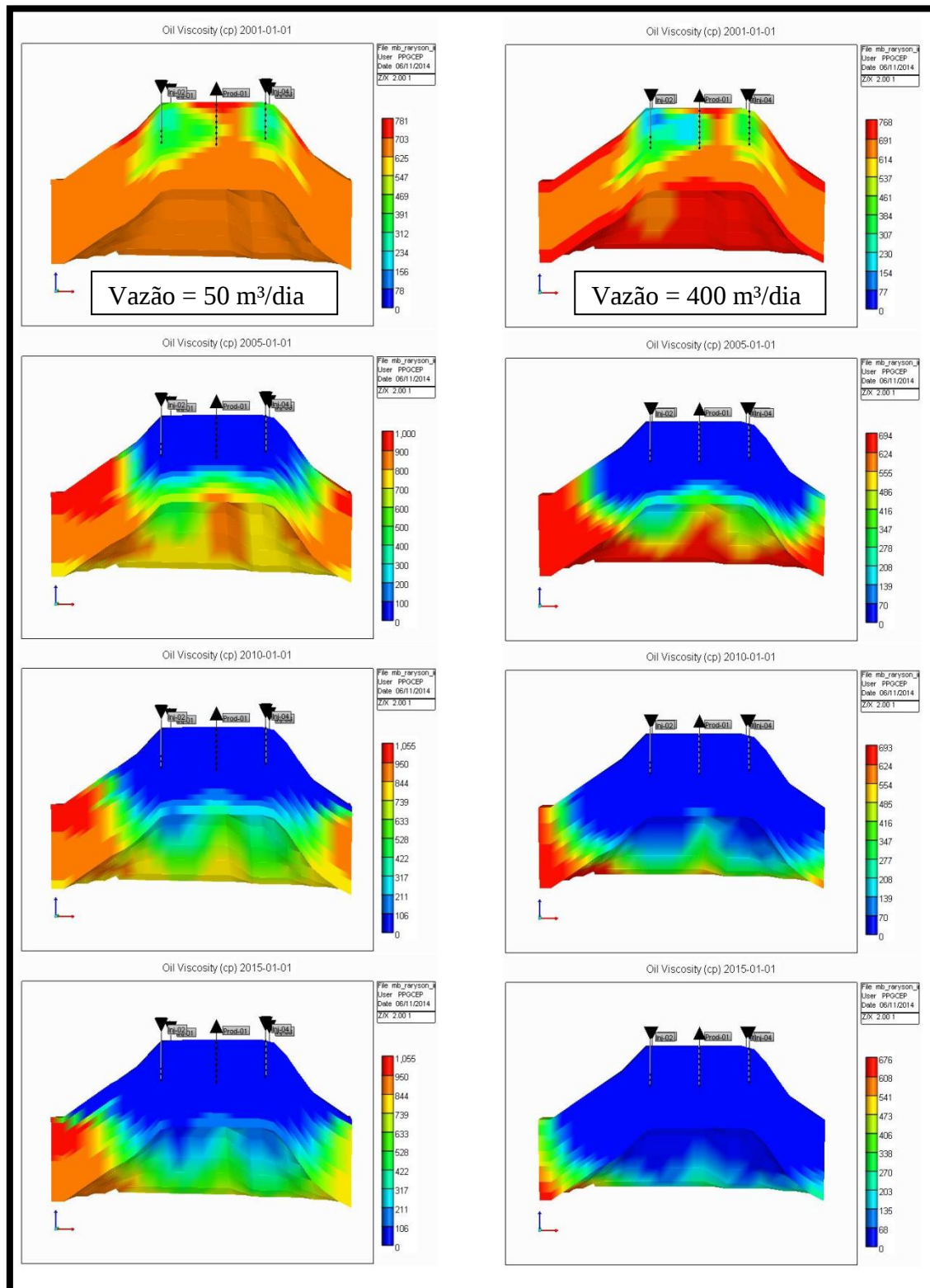


Figura 4.6: Evolução da Viscosidade do óleo no reservatório

Analisando a Figura 4.6, percebe-se que com a maior vazão de injeção, 400 m³/dia, a viscosidade do óleo no reservatório reduz mais rápido para um valor menor do que a vazão de 50 m³/dia. Esse efeito já era esperado, uma vez que uma maior

quantidade de massa de vapor injetado ocasionará aumento na energia interna do sistema, atingindo mais camadas e reduzindo com maior eficiência a viscosidade do óleo.

Com tudo, conforme analisado na Figura 4.5, o efeito da miscibilidade foi mais eficaz para pequenas vazões de injeção, diminuindo as tensões interfaciais e melhorando a eficiência de varrido no reservatório, e assim, obteve uma maior produção de óleo e, por conseguinte, maior fator de recuperação, do que os altos valores de vazão de injeção de vapor e solvente.

Vale salientar ainda, que novos estudos devem ser realizados para comprovar se para concentrações maiores que 5%, os resultados para altas vazões de injeção, serão semelhantes aos aqui apresentados.

4.8. Análises para Injeção de Diferentes Porcentagens de Solventes

Utilizando o cenário 3, exposto na Tabela 3.4, foi empregado o método de injeção de vapor e solvente no reservatório, com diferentes porcentagens de solvente e a mesma vazão de injeção. Nesse cenário, manteve-se a vazão de injeção constante em 50 m³/dia, e as porcentagens de solvente estudadas foram: 0 – 5 – 10 – 15 – 20 – 25 %.

A Figura 4.7, mostra um gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para os casos acima citados.

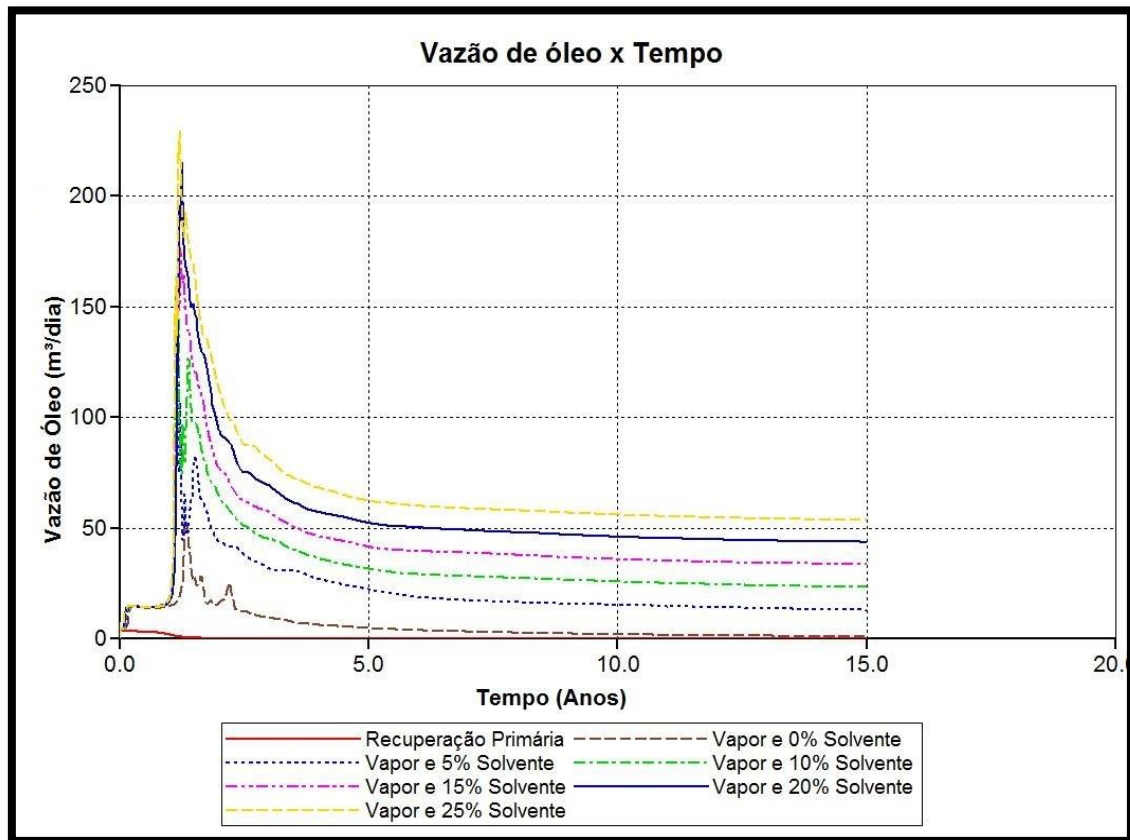


Figura 4.7: Vazão de óleo para diferentes porcentagens de solvente

Percebe-se na Figura 4.7, que quando se aumenta o volume de solvente injetado, a chegada do banco de óleo é acelerada em relação a recuperação primária e a injeção de vapor (representada pela curva de Vapor e 0% de solvente, na Figura 4.7). Quando aumentamos a porcentagem de solvente, o pico de vazão de óleo aumenta, porém, o acréscimo da porcentagem de solvente implicaria em mais custo, sendo necessário ser feita uma análise técnica-econômica-ambiental para verificar a viabilidade do projeto.

A quantidade de fluido que foi produzida pelo reservatório, desconsiderando a produção do solvente injetado, está representada na Figura 4.8.

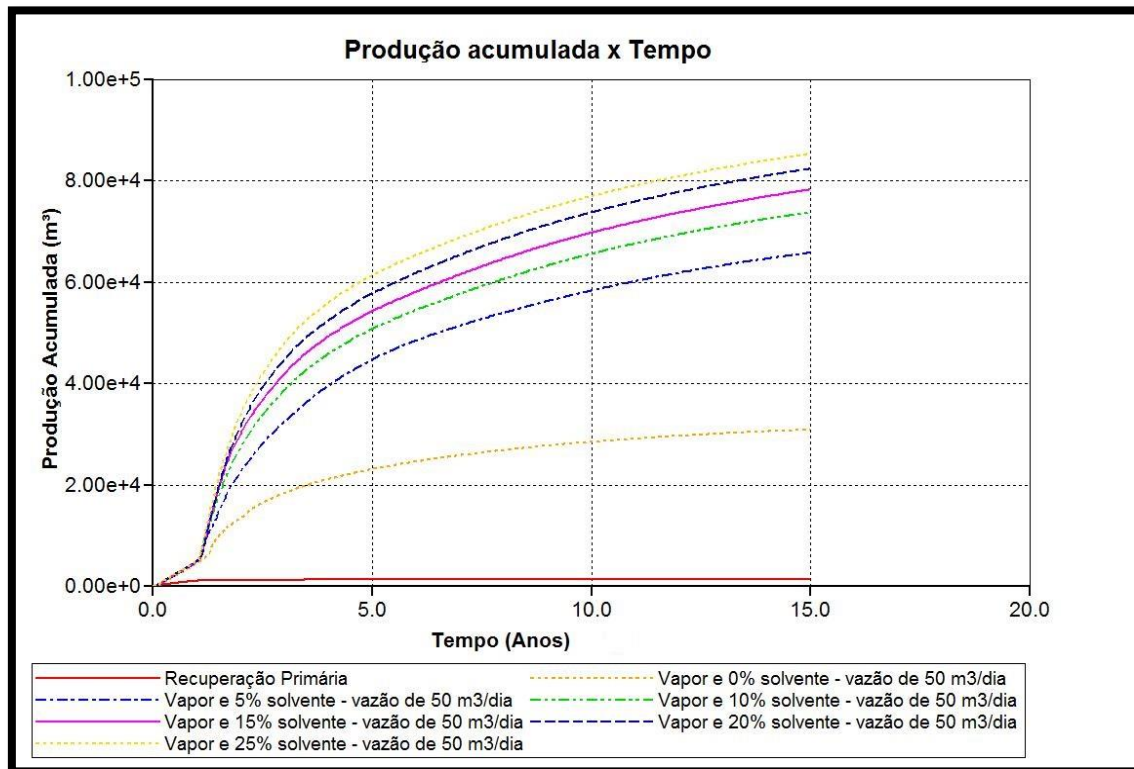


Figura 4.8: Produção acumulada de óleo para diferentes porcentagens de solvente

Observa-se que quando injeta-se grandes quantidades de solvente, para uma mesma vazão, a quantidade de óleo produzido é sempre maior. Isto ocorre devido ao efeito da miscibilidade do solvente que cada vez mais, vai sendo tornando mais eficiente. E com isso, as tensões interfaciais diminuem, melhorando a eficiência de varrido do reservatório.

Para comprovar todos os resultados já mostrados e discutidos nesta seção, a Figura 4.9 mostra o gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para todos os casos analisados.

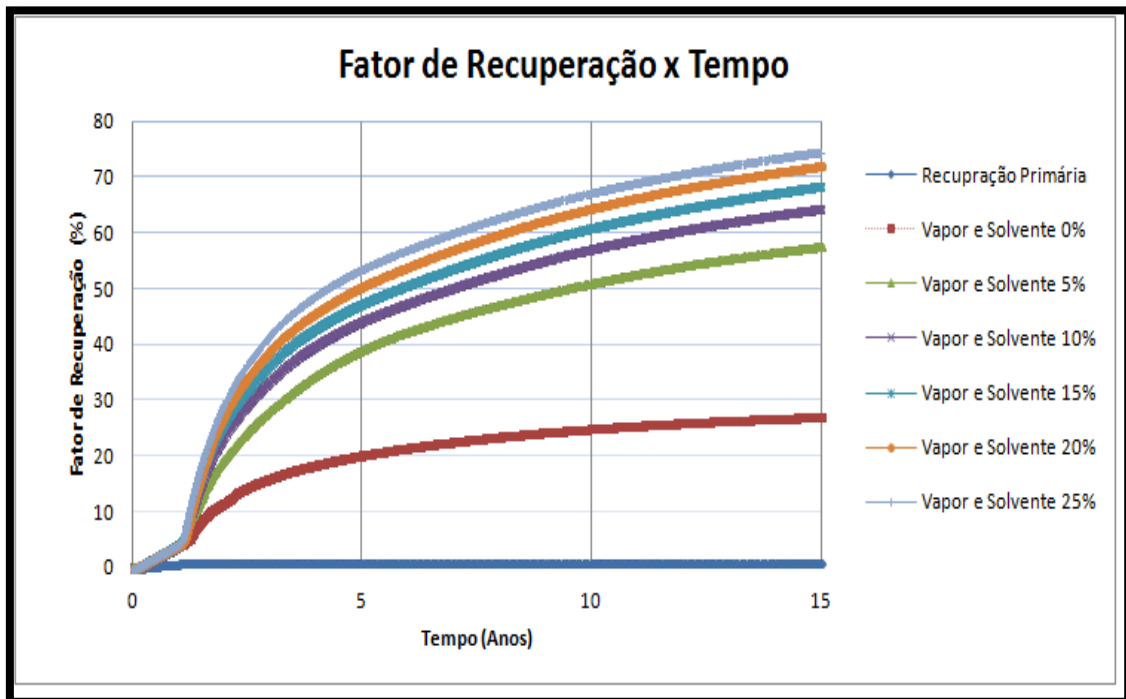


Figura 4.9: Fator de recuperação para diferentes porcentagens de solvente

Conforme pode ser visto na Figura 4.9, o gráfico apresentou o comportamento já esperado, de acordo com o que já vinha sendo discutido nas análises da Figura 4.7 e da Figura 4.8. Quanto maior for a porcentagens de solvente injetado, maior será o fator de recuperação de óleo. Porém, é necessário ser feita uma análise técnica-econômica-ambiental para verificar a viabilidade do projeto, e verificar se os custos com a injeção do solvente, juntamente com os outros custos necessários para a operação deste método são superados com a receita da venda do óleo produzido.

CAPÍTULO 5:

CONCLUSÕES E

RECOMENDAÇÕES

5. Conclusões e Recomendações

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1. Conclusões

Para os 15 anos de projeto, pode-se verificar que a injeção de solvente e vapor no reservatório teve uma resposta satisfatória, já que a combinação desses dois métodos (térmico e miscível) diminuem a viscosidade e as tensões interfaciais, promovendo uma melhora significativa na recuperação do óleo presente no reservatório, principalmente quando comparadas com a recuperação primária e a injeção de vapor.

Altas vazões de injeção, não irão proporcionar fatores de recuperação elevados, pois existe um limite de injeção de solvente e vapor, que seria a melhor resposta do sistema, a partir deste valor, acréscimos na injeção de vapor e solvente implicaria numa rápida diminuição da produção de óleo, fazendo com que a recuperação de óleo final seja menor.

O aumento da temperatura ocasionado pelo vapor obteve o êxito já esperado. Quanto maior a quantidade de vapor injetado no reservatório, maior é a energia do mesmo e, conseqüentemente, maior é a redução da viscosidade do óleo.

As maiores vazões de óleo, mostradas pelas maiores quantidades de injeção de solvente junto com o vapor, revelam uma antecipação da produção de óleo.

Os maiores fatores de recuperação foram obtidos quando se aumenta a quantidade de injeção de solvente junto com o vapor.

A presença do solvente acelera a chegada do banco de óleo ao poço produtor, proporcionando uma recuperação mais rápida do que o modelo sem solvente.

5.2. Recomendações Futuras

- Investigar o comportamento do reservatório quando outras porcentagens de solvente são injetadas em altas vazões de injeção;
- Simular com outros tipos de solventes injetados;
- Considerar a alternativa de se interromper a injeção de solvente, mantendo a injeção de vapor;
- Realizar uma análise técnico-econômica-ambiental do projeto quando injeta-se uma porcentagem maior de solvente.

CAPÍTULO 6:

REFERÊNCIAS

6. Referências

MEDEIROS, E. J. R. *Estudo do aquecimento geral indireto como método de recuperação em reservatórios rasos de óleos pesados*. 2008. 197f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

ROSA, Aldaberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XABIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808p. ISBN: 857191356

GALVÃO, Edney Rafael V. P. *Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado*. 2008. 106f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

CAMPOS, Leticia de Oliveira. *Injeção de vapor e solvente em reservatório do nordeste brasileiro*. 2013. 42f. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

BARILLAS, J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

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

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.

SILVA, Danielle Alves Ribeiro da – *Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes com a do Nordeste Brasileiro de óleos pesados*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

LANE, JANET L.; HENDERSON, KENNETH O. *Viscosity Measurement*. 2004.
Disponível em: <http://www.astm.org/SNEWS/JUNE_2004/lanhen_jun04.html>.
Acesso em: 30 de Outubro de 2014.

LUO, Peng; et.al. Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilibria*, nº 252, p. 143–151, 2007.

QUEIROZ, GERTRUDES OLIVEIRA DE; et. al. Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor. **Anais: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. 2005.

ESMERALDO, Antônio Eduardo Gonçalves; et. al. Petrobras/ Termoazu: cogeração, distribuição e injeção de vapor em poços de petróleo pelo sistema vaporduto. **Anais: Rio Oil & Gas Expo and Conference**, Rio de Janeiro, 2010.

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, Fabiola Dias da Silva. 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.

Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em 30 de Outubro de 2014.

GURGEL, Antonio Robson. *Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados*. 2009. 107f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia

do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

NASCIMENTO, Rutinaldo Aguiar. *Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional Assistido com Injeção de Vapor e Solvente*. 2012. 123f. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.