



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

Letícia de Oliveira Campos

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal / RN, Junho de 2013

Letícia de Oliveira Campos

INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

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 2013.

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora – UFRN

Prof. Dr. Tarcílio Viana Dutra Junior.
Membro Examinador - UFRN

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

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus queridos pais, **José Antonio Campos e Maria do Ramo de Oliveira Campos**, que me deram muito apoio nos momentos mais difíceis da minha vida, por todo carinho e confiança depositados em mim, para que um dia fosse possível à realização de um sonho. Vocês foram fundamentais nesta conquista!*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter dado toda a fortaleza, paz e tranquilidade no decorrer dessa caminhada de aprendizagem e realização profissional. Agradeço por ter me dado o dom da vida, saúde e por ter me guiado em minhas escolhas e decisões.

Aos meus pais, irmãos e sobrinhos, José, Maria, Heloísa, Viviane, Lucas e Aroldo por toda a paciência, compreensão e solidariedade, dando-me sempre amor e carinho em todos os momentos. Obrigada pela contribuição direta e/ou indireta para realização deste trabalho.

A minha orientadora, Professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, pelo apoio, paciência, presteza, orientação e contribuições acadêmicas durante todo este período.

Aos professores Tarcílio Viana Dutra Junior e Marcos Allyson F. Rodrigues, pelas orientações e contribuições científicas.

A todos os meus amigos, em especial Jussyara, Michael, Juliana e Carol, pela amizade, anos de companhia e convivência, paciência e contribuições diretas ou indiretas para realização do trabalho.

A todos os colegas do Laboratório, pela companhia, convivência, conhecimentos repassados e contribuições acadêmicas.

Ao Departamento de Graduação em Engenharia do Petróleo por oferecer infraestrutura e oportunidade de ampliação do conhecimento.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente para realização deste trabalho. Muito Obrigada!

Campos, Letícia de Oliveira – “Injeção de vapor e solvente em reservatório do Nordeste Brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

Os métodos térmicos e miscíveis são comumente usados para a recuperação “*in situ*” de óleo pesado e betume. Ambas as técnicas têm suas próprias limitações e benefícios. No entanto, estes métodos podem ser combinados onde os fluidos (solvente e vapor) são injetados conjuntamente no reservatório. Mediante a necessidade de recuperar o óleo pesado de reservatórios com características do Nordeste Brasileiro, este trabalho propõe um estudo, através da simulação numérica do reservatório, da recuperação do óleo de elevada viscosidade. Com isso, utilizou-se um simulador comercial da marca *STARS – CMG Launcher Technologies 2012*. A partir disto, foi analisada a influência dos parâmetros operacionais vazão de injeção e porcentagem de vapor e solvente injetados sobre o comportamento da produção acumulada de óleo, fator de recuperação, vazão de produção de óleo e na eficiência térmica do sistema. Os resultados mostraram que a presença de solvente e vapor nas quantidades analisadas melhorou os fatores de recuperação e aumentou as produções e vazões de óleo, bem como proporcionou um aumento de energia térmica do sistema.

Palavras-chave: injeção de vapor e solvente, óleo pesado, eficiência térmica.

Campos, Letícia de Oliveira – “Steam and Solvent Injection in The Brazilian Northeast Reservoir”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

Thermal and miscible methods are commonly used in situ recovery of heavy oil and bitumen. Both techniques have their own limitations and benefits. However, these methods can be combined where the fluids (solvent and vapor) are injected together into the reservoir. By the need to recover the heavy oil reservoirs with characteristics of The Brazilian Northeast, this paper proposes a study in numerical simulation of reservoir oil recovery of high viscosity. With this, used a commercial simulator brand STARS - CMG Launcher Technologies 2012. Analyzed the influence of the operating parameters of injection flow and percentage of injected steam and solvent on the behavior of the cumulative production of oil recovery factor, flow rate of oil production and the thermal efficiency of the system. The results showed that the presence of the solvent and steam in amounts analyzed improved recovery factors, increased production and flow rate of oil and caused an increase of thermal energy of the system.

Keywords: steam and solvent injection, heavy oil and thermal efficiency.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo geral	2
2. REVISÃO DA LITERATURA	3
2.1. Petróleo.....	3
2.1.1. Classificação do óleo	3
2.2. Métodos recuperação suplementar	5
2.2.1. Métodos térmicos	5
2.2.1.1. Injeção de vapor.....	6
2.2.2. Método miscível	10
3. METODOLOGIA.....	12
3.1. Simulação do reservatório	12
3.2. Descrição do modelo proposto	12
3.3. Propriedades do reservatório	14
3.4. Propriedades do fluido.....	15
3.4.1. Propriedades do fluido injetado.....	17
3.5. Condições operacionais	17
3.6. Descrição de projeto	18
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	20
4.1. Escolha do refinamento	20
4.2. Influência da vazão de injeção.....	22
4.3. Influência da concentração do solvente.....	25
4.4. Análise térmica dos sistemas.....	32
4.4.1. Análise térmica sob influência da vazão	32
4.4.2. Análise térmica da variação da concentração do vapor e solvente.....	35
5. CONCLUSÃO.....	39
5.1. Recomendações futuras	39
6. REFERÊNCIAS	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Classificação dos tipos de óleo	4
Tabela 3.1. Refinamento da malha nas direções i, j e k	14
Tabela 3.2. Fração molar dos componentes	16
Tabela 3.3. Parâmetros operacionais alterados no sistema.....	19
Tabela 4.1. Fatores de recuperação e produções acumuladas para os diferentes sistemas com o tempo de 10 anos de projeto	28

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Processo de injeção contínua de vapor.....	7
Figura 3.1. Vista 3D do programa STARS do esquema d injeção “1/4 5 – spot invertido”.....	13
Figura 3.2. Curva de permeabilidade relativa à água e ao óleo versus saturação de água	15
Figura 3.3. Curvas de viscosidade do óleo versus tempo @ 14,7 psi	17
Figura 4.1. Produção acumulada de óleo com o tempo para os diferentes refinamentos.....	21
Figura 4.2. Vazão de produção de óleo com o tempo para os diferentes refinamentos	21
Figura 4.3. Produção acumulada de óleo no tempo para as diferentes vazões empregadas no sistema.	23
Figura 4.4. Vazão de produção de óleo no tempo para as diferentes vazões empregadas no sistema.	24
Figura 4.5. Gráficos 3D da pressão ao longo do tempo para o sistema de recuperação primária.....	25
Figura 4.6. Produção acumulada de óleo no tempo para os sistemas com vazão de vapor fixa de 18,75 m ³ std/d e diferentes concentrações de C7 injetados.....	27
Figura 4.7. Vazão de produção de óleo no tempo para os sistemas com vazão de vapor fixa de 18,75 m ³ std/d e diferentes concentrações de C7 injetados.....	29
Figura 4.8. Mapas 3D da viscosidade ao longo do tempo para o sistema Qvap. 18,75 m ³ std/d e 50% de C7.	30
Figura 4.9. Mapas 3D da saturação de óleo ao longo do tempo para o sistema Qvap. 18,75 m ³ std/d e 35% de C7.	31

Figura 4.10. Energia retida no reservatório para as diferentes vazões de injeção de vapor e 15% de C7 em função do tempo.....	33
Figura 4.11. Mapas 3D da temperatura ao longo do tempo para o sistema $Q = 35 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ e 15% de C7.....	34
Figura 4.12. Perda de energia do sistema no tempo para as diferentes vazões empregadas e 15% de C7.....	35
Figura 4.13. Energia retida no reservatório para as vazões de vapor empregadas com 5% de C7 em função do tempo.....	36
Figura 4.14. Energia retida no reservatório para as vazões de vapor empregadas com concentrações de C7 diferentes em função do tempo.....	36
Figura 4.15. Energia retida do reservatório para o sistema $Q_{\text{vap.}} 15 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ e vazões de C7 variando em função do tempo.	37
Figura 4.16. Perda de energia do sistema no tempo para diferentes $Q_{\text{vap.}}$ e vazões de C7.	38

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

Para países produtores de petróleo é importante manter uma produção de óleo capaz de sustentar sua demanda interna, evitando a importação, que geralmente está acompanhada de preços menos competitivos. Analisando a situação deste ponto de vista, é importante não só explorar e encontrar mais 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.

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).

Comumente, estes métodos podem ser utilizados para aumentar a pressão do reservatório e conseqüentemente melhorar ou até mesmo iniciar a recuperação do óleo; aumentar a produção de fluido em um menor tempo; e/ou ainda, dependendo do método, reduzir a viscosidade ou tensão interfacial do óleo presente no reservatório (Santos et.al., 2010).

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 de Métodos 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).

Dentre os métodos especiais os térmicos destacam-se nas suas mais variadas formas e esquemas, principalmente a injeção de vapor, recomendados para reservatórios com óleo pesado, de alta viscosidade. Os reservatórios de óleo pesado têm uma

recuperação primária extremamente baixa, sendo ótimos candidatos ao emprego de métodos térmicos.

Os métodos miscíveis de recuperação avançada tratam de fluidos que sejam miscíveis com o óleo confinado no reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais, fazendo com que o óleo seja totalmente deslocado para fora da área em contato com o fluido injetado (Caliman e Meneguelo, 2011).

Em virtude das características mencionadas, este trabalho apresenta um estudo da eficiência térmica ao se injetar vapor e solvente em um reservatório de características do nordeste brasileiro. Para isso foram analisadas as influências dos parâmetros operacionais como vazão de injeção e porcentagem de fluido injetado nas perdas de energia do sistema reservatório, bem como a eficiência destes métodos na produção e recuperação do óleo.

Sendo assim, pode-se colocar em prática toda a informação adquirida ao longo do curso e ressaltar alguns conhecimentos obtidos nas disciplinas: PTR0401 – Reservatórios; PTR0402 – Métodos de recuperação suplementar; PTR 0405 – Simulação numérica de reservatórios e PTR0104 – Fenômenos de transportes aplicados à engenharia de petróleo.

1.1. Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo da simulação numérica de reservatórios, que apresentam características de um reservatório situado no nordeste do Brasil, utilizando o processo de injeção de vapor e solvente. A título de estudo foram analisados os parâmetros operacionais vazão de injeção e porcentagem de vapor e solvente injetados, para assim realizar uma avaliação das perdas de energia do sistema e, ainda, a eficácia dos métodos empregados para a recuperação do óleo pesado.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos

2. Revisão da Literatura

Na fundamentação teórica serão abordados tópicos sobre o petróleo, os métodos de recuperação suplementar, método térmico e método miscível. Para tal, será apresentada uma revisão dos trabalhos científicos que abordam os temas em questão.

2.1. Petróleo

Segundo Thomas (2004), a nomenclatura petróleo vem do latim *Petra* (pedra) e *oleum* (óleo) e em estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, com densidade inferior à da 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).

2.1.1. Classificação do óleo

A ANP (2000) 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 classificação é dada em quatro categorias distintas: Petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Classificação dos tipos de óleo

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	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^\circ$

Fonte: Adaptado de ANP, 2000.

O grau API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo e é medido nas chamadas “condições *STANDARD*” ou condições padrão de Pressão (1atm) e Temperatura (20°C), que é obtido pela fórmula:

$$API \text{ (grau)} = \frac{141,51}{\text{densidade}} - 131,5$$

A densidade relativa de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20°C (ANP, 200).

A produção de óleo pesado representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento no reservatório até o seu refino. O óleo pesado geralmente é composto por cadeias de carbono muito longas e por isso apresenta densidades e viscosidades muito elevadas.

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. Mas, aos poucos, os métodos miscíveis também estão sendo apontados (Oliveira et.al., 2009).

2.2. Métodos 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).

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).

A seguir será apresentada uma breve descrição sobre os métodos térmico e miscível de recuperação de petróleo. O presente trabalho compreende a injeção de vapor e solvente concomitantemente em um reservatório, porém a abordagem literária será realizada separadamente.

2.2.1. 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 importância de se desenvolver e empregar métodos térmicos está diretamente associada ao fato de que, ao aquecer o óleo sua viscosidade é substancialmente reduzida (Azin, 2008). 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* (Rodríguez et.al., 2008).

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).

2.2.1.1. Injeção de Vapor

A injeção de vapor é um método especial de recuperação complexo de deslocamento de óleo que envolve simultaneamente transporte de calor e massa (Lopez et.al., 2011).

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,

consequentemente, 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), Figura 2.1.

Figura 2.1. Processo de injeção contínua de vapor.



(Santana, 2009)

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância fornece diversas indicações quanto à aplicabilidade do método de injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem uma temperatura maior para converter água em vapor. As perdas de calor aumentam com o aumento da temperatura do vapor, desse modo aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Este fato mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor (Rodrigues, 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).

Segundo Lyons (1996) algumas condições de reservatório são necessárias para o sucesso de um projeto de injeção de vapor, 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 consumida para geração do vapor necessário, devido a isso o custo associado ao barril produzido é alto.
- Uma baixa percentagem de águas sensíveis à argila é desejável para uma boa injetividade.

De acordo com 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.

Como pode ser encontrado em Santana (2009) as 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;

Segundo Rosa et.al. (2006) as desvantagens do método de injeção de vapor coexistem 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 (Azin et.al., 2008).

2.2.2. Método Miscível

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. Os métodos miscíveis aplicam-se à injeção de fluidos que são, ou podem tornar-se, miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo, que as tensões interfaciais sejam reduzidas e, em função do solvente injetado, promovam redução do óleo residual 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).

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 (Rosa et.al., 2006). Outras empresas também têm utilizado a injeção de solvente em combinação com a injeção de vapor para a produção de óleos pesados e extrapesados.

Capítulo 3

Metodologia

3. Metodologia

Nesta seção será abordada a metodologia utilizada para elaboração deste trabalho a partir da simulação numérica de reservatórios de petróleo.

3.1. Simulação do Reservatório

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

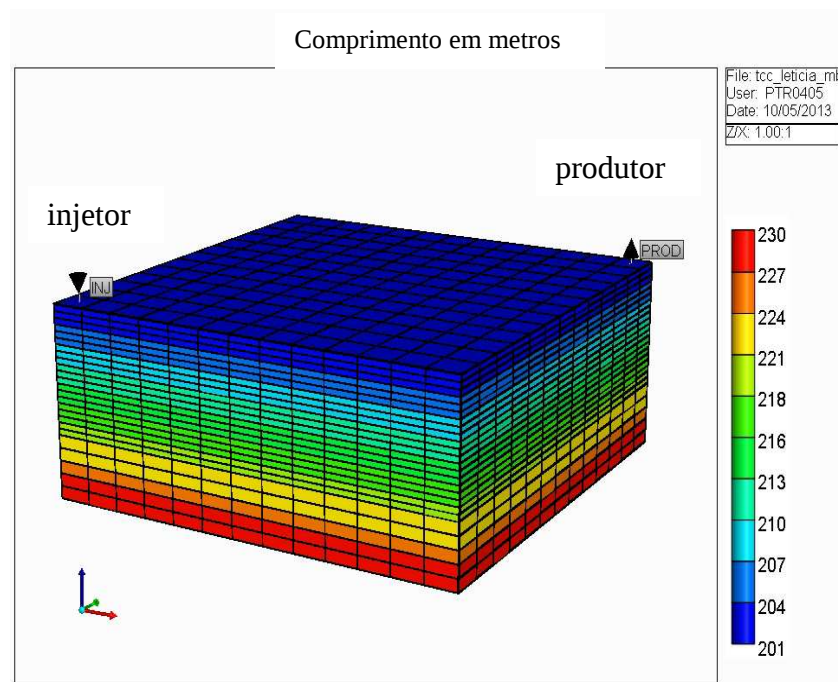
De acordo com Barillas (2005) este programa consiste em um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “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. Alias, é possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

3.2. Descrição do Modelo Proposto

O modelo físico engloba as características do reservatório (rocha/fluidos) e o método de recuperação. Para o caso da 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 invertido”, sendo 4 poços produtores verticais e um injetor.

Com o objetivo de reduzir o tempo de simulação e considerando a simetria do sistema, foi utilizado, nos arquivos de dados, apenas $\frac{1}{4}$ de 5-spot invertido, representado por um poço injetor e outro produtor, Figura 3.1.

Figura 3.1. Vista 3D do programa STARS do esquema de injeção “1/4 5-spot invertido”.



O reservatório considerado tem o formato de um paralelepípedo com as seguintes dimensões:

- Comprimento – 75 m;
- Largura – 75 m;
- Espessura – 30 m.

Foram realizados 4 refinamentos diferentes a fim de selecionar o que melhor representasse o reservatório. Foram alterados os números de blocos nas camadas i e j, já a camada k permaneceu com o valor constante de 25 blocos. A Tabela 3.1 apresenta as características dos refinamentos utilizados.

Tabela 3.1. Refinamentos da malha nas direções i, j e k.

Refinamentos	Nº de blocos da direção i (m)	Nº de blocos da direção j (m)	Nº de blocos da direção k (m)	Total de blocos
19 x 19 x 25	19 blocos de 3,947	19 blocos de 3,947	20 blocos – Zona de óleo 5 blocos – Zona de água	9025
17 x 17 x 25	17 blocos de 4,412	17 blocos de 4,412	20 blocos – Zona de óleo 5 blocos – Zona de água	7225
15 x 15 x 25	15 blocos de 5,000	15 blocos de 5,000	20 blocos – Zona de óleo 5 blocos – Zona de água	5625
13 x 13 x 25	13 blocos de 5,769	13 blocos de 5,769	20 blocos – Zona de óleo 5 blocos – Zona de água	4225

3.3. Propriedades do reservatório

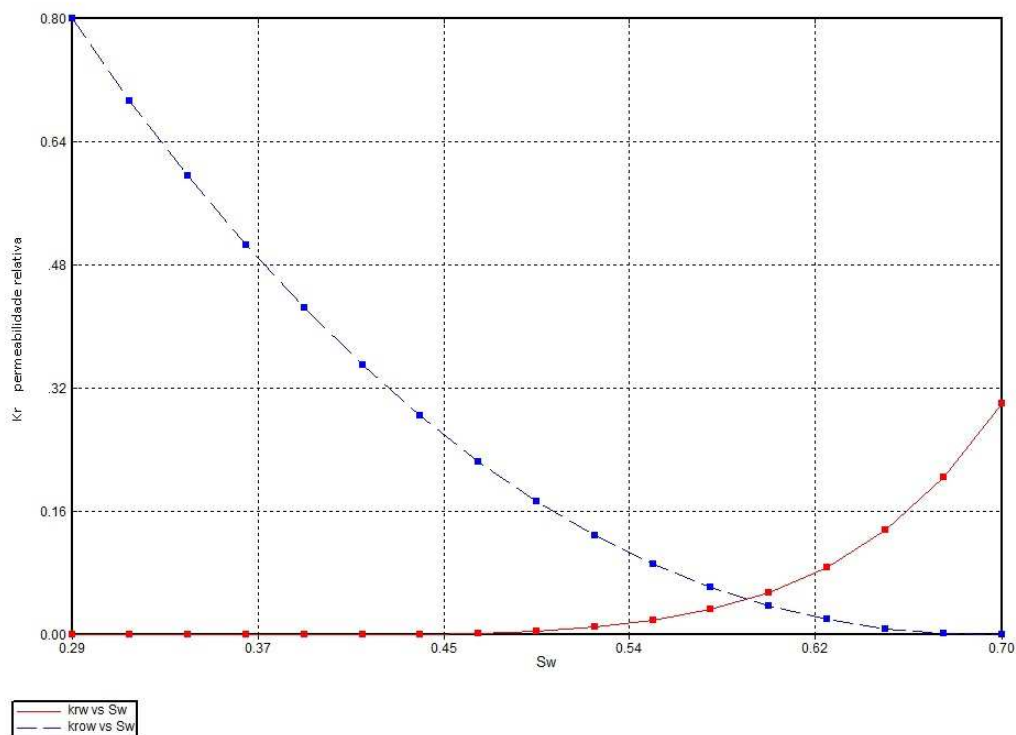
As características do reservatório são apresentadas a seguir:

- Profundidade do topo do reservatório: 200 m;
- Porosidade: 23%;
- Permeabilidade horizontal: 1000 mD;
- Permeabilidade vertical: 100 mD;
- Compressibilidade da formação: $30 \cdot 10^{-6}$ 1/psi;
- Pressão de referência: 287 psi;
- Capacidade calorífica volumétrica da formação: 35 Btu/(ft³*°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);
- Temperatura inicial do reservatório: 100°F;
- Saturação inicial de óleo: 70%;

- Saturação residual de óleo: 30% (Figura 3.2);
- Saturação de água conata: 29% (Figura 3.2);
- Distância do contato água-óleo em relação ao topo do reservatório: 20 m.

A figura 3.2 apresenta as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* a saturação de água.

Figura 3.2. Curvas de Permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de água.



3.4. Propriedades do fluido

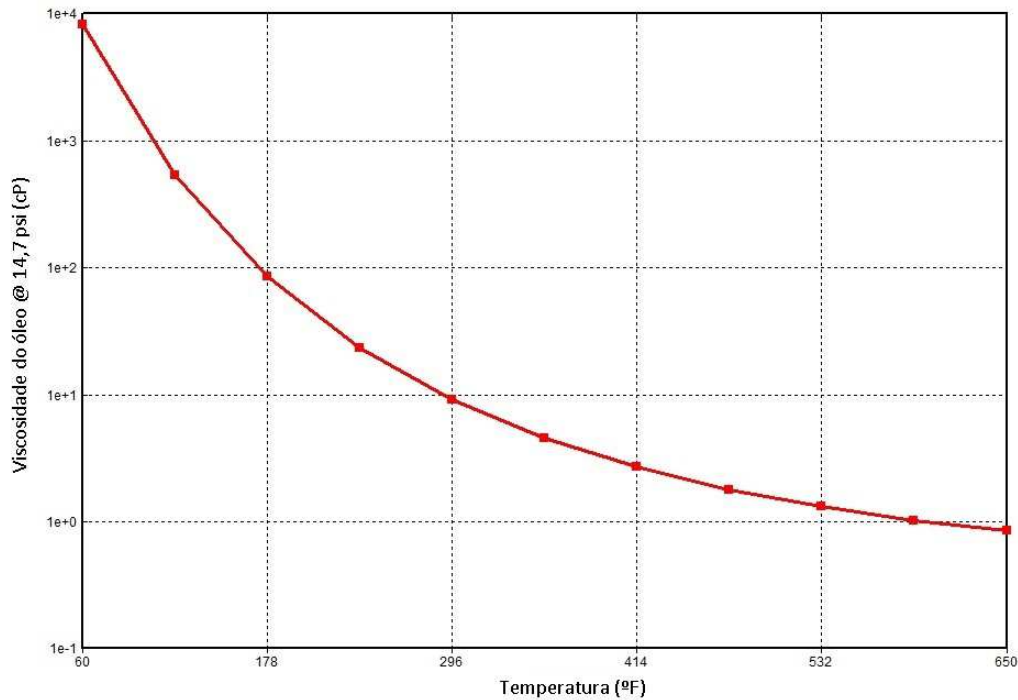
As informações referentes ao modelo de fluido utilizado, que compreende um óleo com características do petróleo presente no nordeste do Brasil, são expostas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Fração molar dos componentes.

Componentes	Concentração
CO₂	4,1671*10 ⁻³
N₂	1,6972*10 ⁻³
C1 – C3	9,0499*10 ⁻²
iC4 – C5	3,2389*10 ⁻³
C6 – C10	3,8584*10 ⁻³
C11 – C19	1,6917*10 ⁻¹
C20 – C39	4,6904*10 ⁻¹
C40+	2,5833*10 ⁻¹
nC4 inj	1,0123*10 ⁻¹²
C7 inj	1,0160*10 ⁻¹²
C6 inj	1,0156*10 ⁻¹²
C5 inj	1,0148*10 ⁻¹²

Pode-se verificar que o óleo apresenta em maior proporção os componentes de C20 – C39 e C40+, logo isso confere ao mesmo um valor de viscosidade elevado, sendo este de 1154,41 cP e a densidade equivalente a 58,9 lb/ft³ @ 100,4°F. A Figura 3.3 apresenta a curva de viscosidade em função da temperatura para o óleo estudado.

Figura 3.3. Curvas de viscosidade do óleo versus tempo @ 14,7 psi.



3.4.1. Propriedades do fluido injetado

O solvente injetado juntamente ao vapor no reservatório foi o Heptano (C7). O mesmo 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 Heptano possui composição química C_7H_{16} e massa molecular de 100,205 u.

3.5. Condições operacionais

As condições operacionais adotados para o sistema são listadas a seguir:

- Temperatura do vapor: 450°F;
- Qualidade do vapor: 60%;
- Pressão máxima no poço injetor: 1050 psi;

- Pressão mínima no poço produtor: 28,5 psi;
- Intervalo de completação: Poço injetor - da 7ª até a 15ª camada; Poço produtor – da 1ª até a 17ª camada;
- Tempo de projeto: 20 anos (2000 – 2020);
- Vazão de injeção (STF): 25 m³ std/d (inicial);
- Produção máxima de líquidos de 300 m³ std/d.

3.6. Descrição de projeto

Os parâmetros vazão de injeção e quantidades de vapor e solvente 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 o estudo térmico do reservatório.

Na Tabela 3.3 estão ilustrados os parâmetros operacionais que foram alterados no sistema.

No CENÁRIO 1, as vazões de injeção de fluidos variaram em 5, 25 e 35 m³ std/d, sendo 15% desta referente ao solvente.

No CENÁRIO 2, a vazão de vapor injetado foi de 18,75 m³ std/d e as concentrações de solvente injetado junto ao vapor variaram em 0, 5, 25, 35 e 50% de C7. Já no CENÁRIO 2.1, adotou-se vapor de solvente de 18,75 m³ std/d e 1% de vapor.

Para o CENÁRIO 3 houve variação das quantidades de vapor e solvente injetados.

Tabela 3.3. Parâmetros operacionais alterados no sistema.

Parâmetros Operacionais	Vazão Total (std/d)	Quantidade de Solvente [C7]	
CENÁRIO 1	5 – 35	15% - C7	
CENÁRIO 2 Qvap. 18,75 m³ std/d	Vazão Total (std/d)	[C7] (%)	[C7] (m ³ std/d)
	18,7500	0	0
	19,7363	5	0,9868
	20,8330	10	2,0830
	22,0590	15	3,3090
	23,4375	20	4,6875
	25,0000	25	6,2500
	26,7860	30	8,0360
	28,8460	35	10,0960
	31,3500	40	12,5000
	37,5000	50	18,7500
CENÁRIO 2.1 QC7 18,75 m³ std/d	Vazão Total (std/d)	Quantidade de Vapor (%)	Quantidade de Vapor (m ³ std/d)
	18,9394	1	0,1894
CENÁRIO 3	[C7] (%)	Qvap. 15 m ³ std/d	Qvap. 25 m ³ std/d
	5	15,7894	26,3158
	25	20,0000	33,3333
	50	30,0000	50,0000

Legenda: Qvap. = Quantidade de vapor injetado; QC7 = Quantidade de solvente heptano injetado.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4. Resultados e Discussões

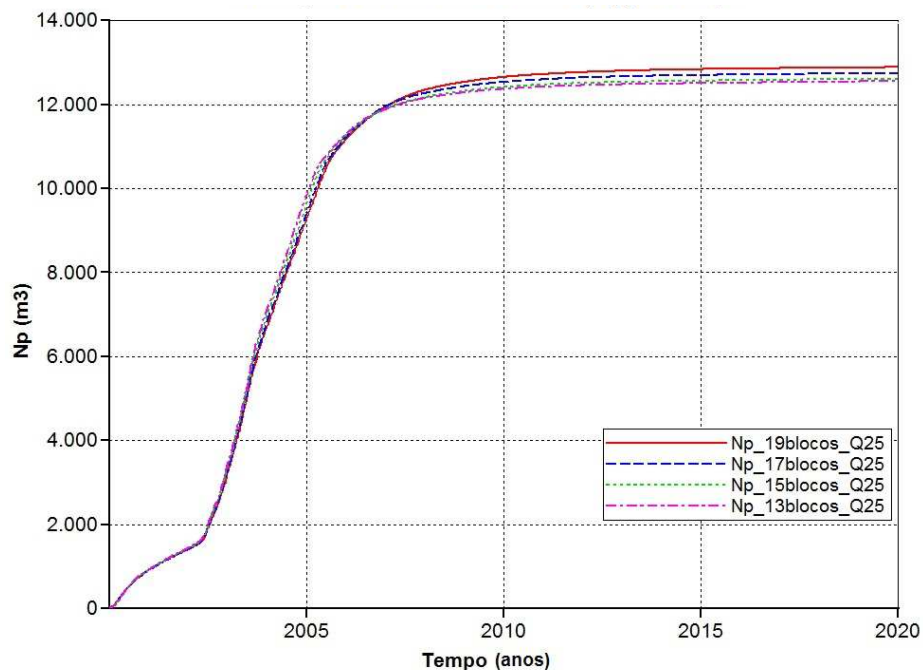
Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados referentes à influência da mudança dos parâmetros vazão e porcentagem de solvente para a produção acumulada, vazão de produção e fator de recuperação de óleo, bem como a análise térmica do reservatório mediante a injeção destes fluidos no sistema.

4.1. Escolha do Refinamento

Como forma de estudo foram realizados quatro refinamentos diferentes (19x19x25; 17x17x25; 15x15x25; e 13x13x25) com o intuito de escolher o mais apropriado dentre estes para servir de base para as demais análises. Com isso, estudou-se a influência da injeção de vapor e solvente, na vazão de 25 m³std/d e 15% C7, para avaliação das produções acumuladas e vazão de produção do óleo destes sistemas.

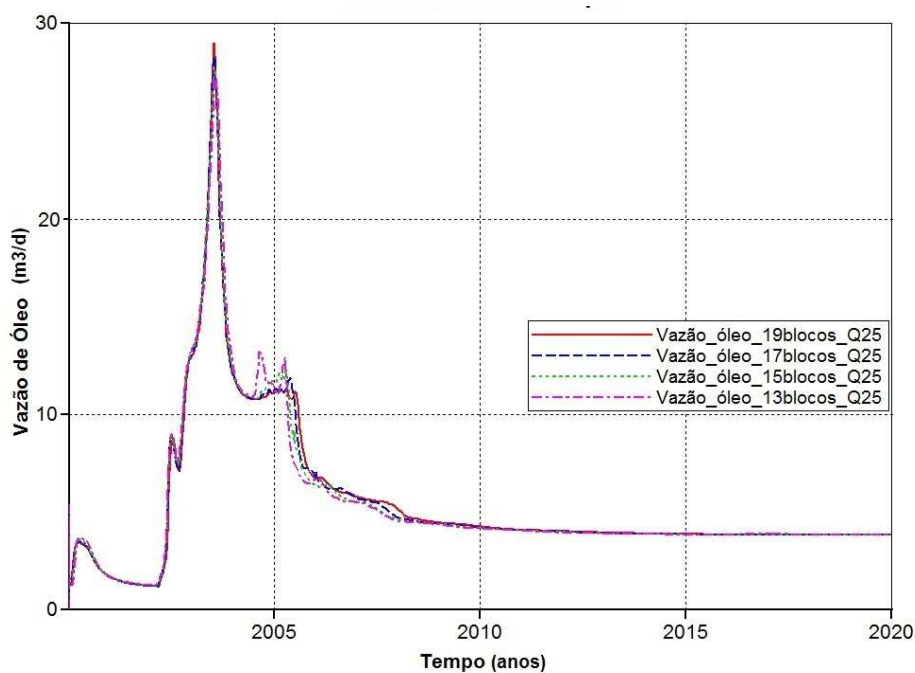
A partir da Figura 4.1, referente à produção acumulada de óleo com o tempo, pode-se observar que praticamente não houve diferença na produção entre os refinamentos, porém o tempo de simulação cresce progressivamente com o número de blocos. Por este motivo, selecionou-se o refinamento 13x13x25 como modelo base para as demais simulações, porque este resultou em um menor tempo de simulação e produção acumulada de óleo bastante aproximada das demais.

Figura 4.1. Produção acumulada de óleo com o tempo para os diferentes refinamentos.



O exposto pode ser comprovado pelo gráfico da Figura 4.2, que correspondente à vazão de produção de óleo ao longo do tempo para os refinamentos. Esta corrobora a escolha do refinamento 13x13x25 como sendo o mais apropriado em relação aos demais, visto que os diferentes refinamentos apresentam valores muito próximos de vazão de produção.

Figura 4.2. Vazão de produção de óleo com o tempo para os diferentes refinamentos.



4.2. Influência da vazão de injeção

O petróleo brasileiro de densidade API inferior a 22 e superior a 10 tem sido classificado pela ANP como “óleo pesado”, cuja densidade é próxima à da água. Isto é causado pela grande proporção de hidrocarbonetos de alta massa molar, tipicamente com mais de 15 átomos de carbono por molécula. Os óleos pesados apresentam-se com elevada viscosidade – de 100 a 10000 vezes a viscosidade da água, na superfície – o que torna difícil e cara e muitas vezes inviabiliza sua movimentação desde o reservatório até a superfície, etapa denominada produção (Bannwart e Trevisan, 2006).

Por este motivo foram empregados os métodos de injeção de vapor e solvente no reservatório, com diferentes vazões de injeção, a fim de avaliar a eficiência destes para a maior recuperação do óleo existente no reservatório quanto possível.

Avaliando o “CASO 1”, a Figura 4.3 apresenta a produção acumulada de óleo (Np) do reservatório, descontando a produção do solvente C7, para as diferentes vazões utilizadas no sistema ao longo do tempo.

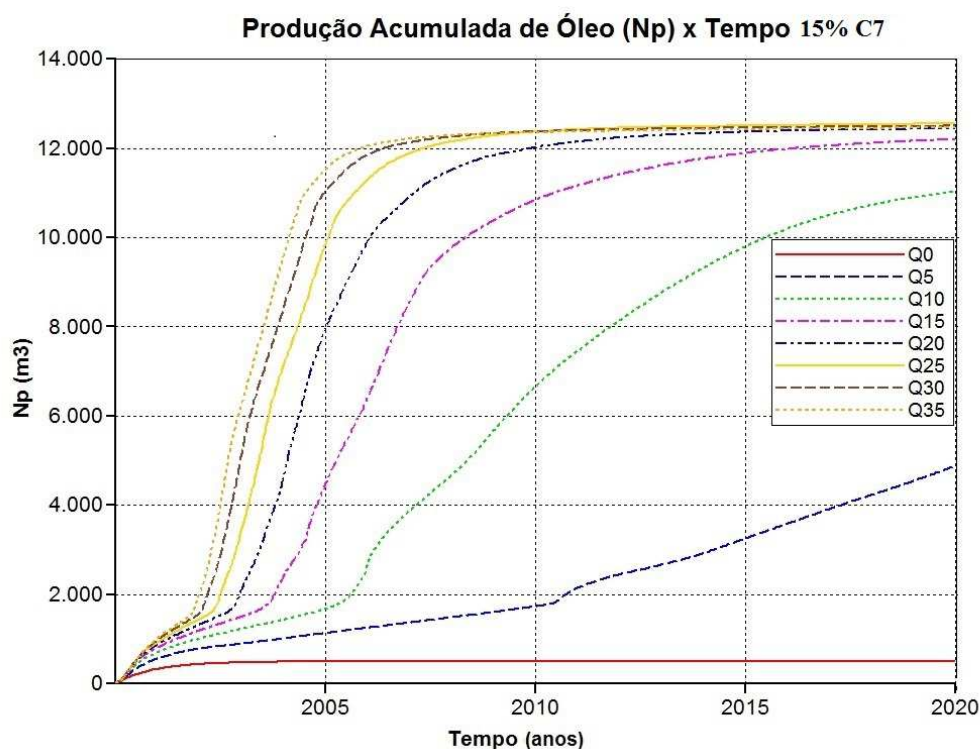
A partir desta, verifica-se que a injeção de vapor, na qualidade de 60%, e 15% C7 proporcionaram o aumento do Np com o aumento da vazão de injeção de vapor, provando ser um caminho importante para acelerar e aumentar a quantidade de óleo produzido do meio poroso em um menor tempo, visto que a recuperação primária é baixa.

A injeção do vapor junto ao solvente aquece o reservatório e, conseqüentemente, os fluidos nele existentes e desloca o óleo em direção aos poços produtores, devido à redução da viscosidade do mesmo e, assim, facilitando seu deslocamento no meio poroso.

A elevada recuperação está associada, também, a miscibilidade que o C7 apresentou com o óleo do reservatório nas condições de pressão e temperatura do mesmo, o que permite que o heptano consiga se misturar ao óleo da formação, diminuindo as tensões interfaciais e a viscosidade do óleo produzido e, portanto, melhorando o varrido no reservatório.

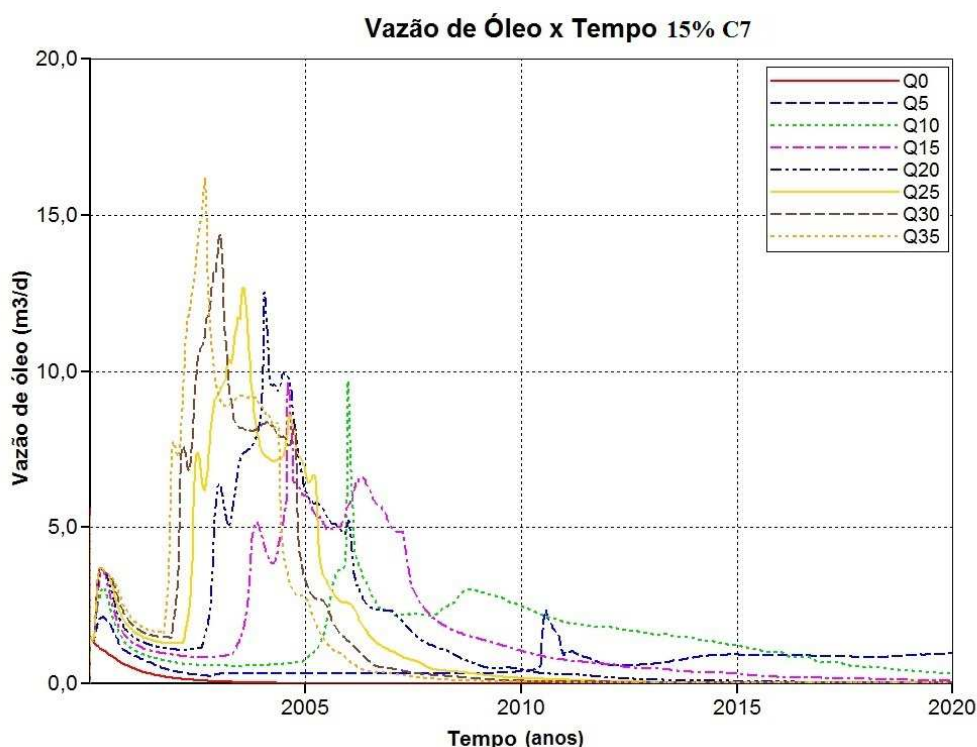
A eficiência de deslocamento é proporcional à quantidade de massa injetada no sistema. Quanto maior a quantidade de massa injetada maior é o deslocamento do óleo no reservatório até o poço produtor.

Figura 4.3. Produção acumulada de óleo no tempo para as diferentes vazões empregadas no sistema.



Os comentários acima podem ser legitimados com o gráfico da Figura 4.4, que expõe a vazão de produção de óleo no tempo para este sistema. Observa-se, ainda, que o aumento da vazão de injeção reduz o tempo de chegada do banco de óleo ao poço produtor e, a partir do 8º ano de vida produtiva do poço e vazões superiores a 25 m³ std/d, o Np chega a um limite onde a vazão de produção começa a ficar estável e quase zero.

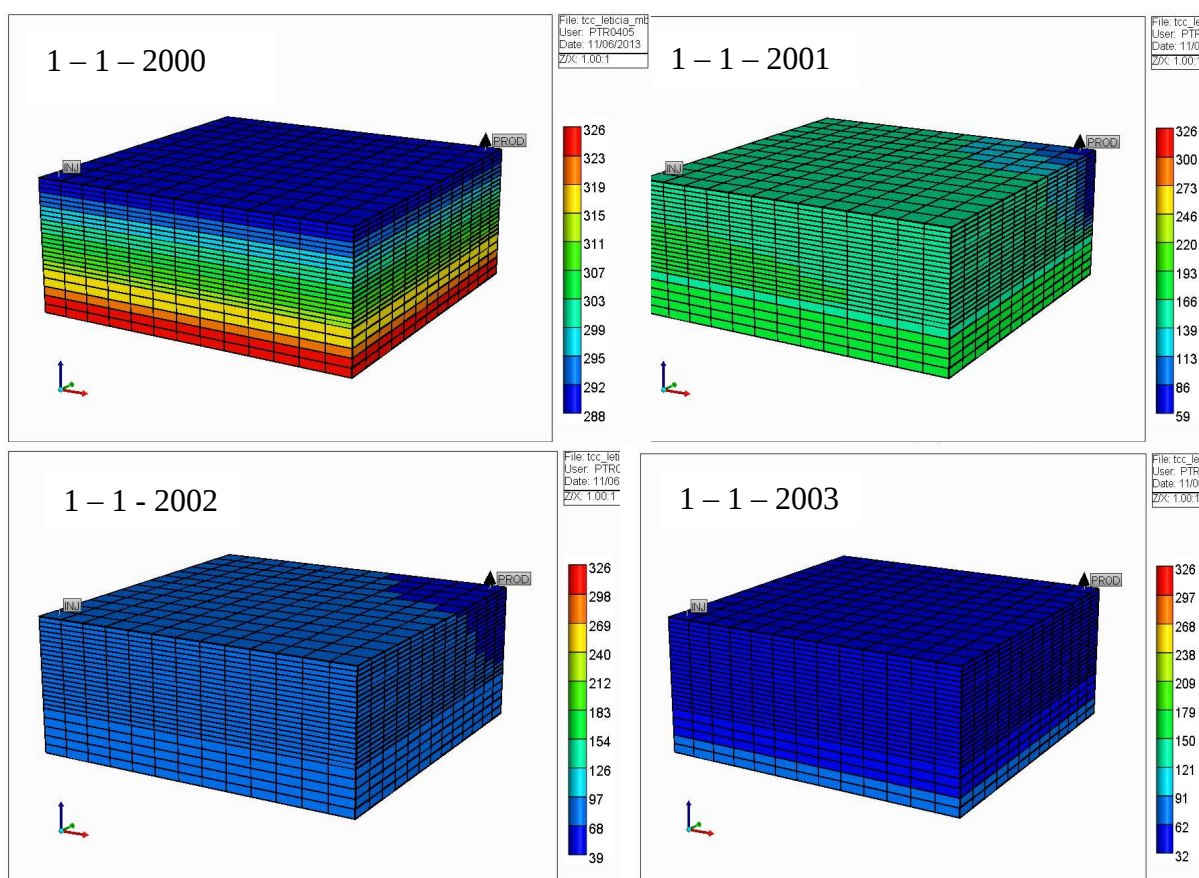
Figura 4.4. Vazão de produção de óleo no tempo para as diferentes vazões empregadas no sistema.



Outro aspecto relevante que pode ser observado nas Figuras 4.3 e 4.4, é que a produção acumulada e vazão de produção de óleo, respectivamente, oriundas da recuperação primária do reservatório são baixas. Este fato está associado, também, à baixa energia primária da formação. A intensidade dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório.

Em virtude do supracitado, na Figura 4.5, têm-se os mapas 3D da pressão no tempo para o sistema de produção primária. Pode-se observar que após três anos de produção essa energia declina quase que totalmente. Isto ocorre devido à descompressão dos fluidos do reservatório, pelas resistências encontradas no escoamento em direção aos poços produtores e, ainda, devido ao fluido apresentar baixas frações de componentes leves em sua composição, o que torna a produção do óleo da formação pouco eficiente para este sistema.

Figura 4.5. Gráficos 3D da pressão ao longo do tempo para o sistema de recuperação primária.



Sendo assim, a injeção de fluidos na formação é uma resposta importante para suprir e aumentar a pressão do reservatório, favorecendo a produção do óleo. Porém, semelhante ao sistema sem injeção, ao longo da vida produtiva do poço a pressão também declina, devido à recuperação do óleo da formação.

4.3. Influência da concentração do solvente

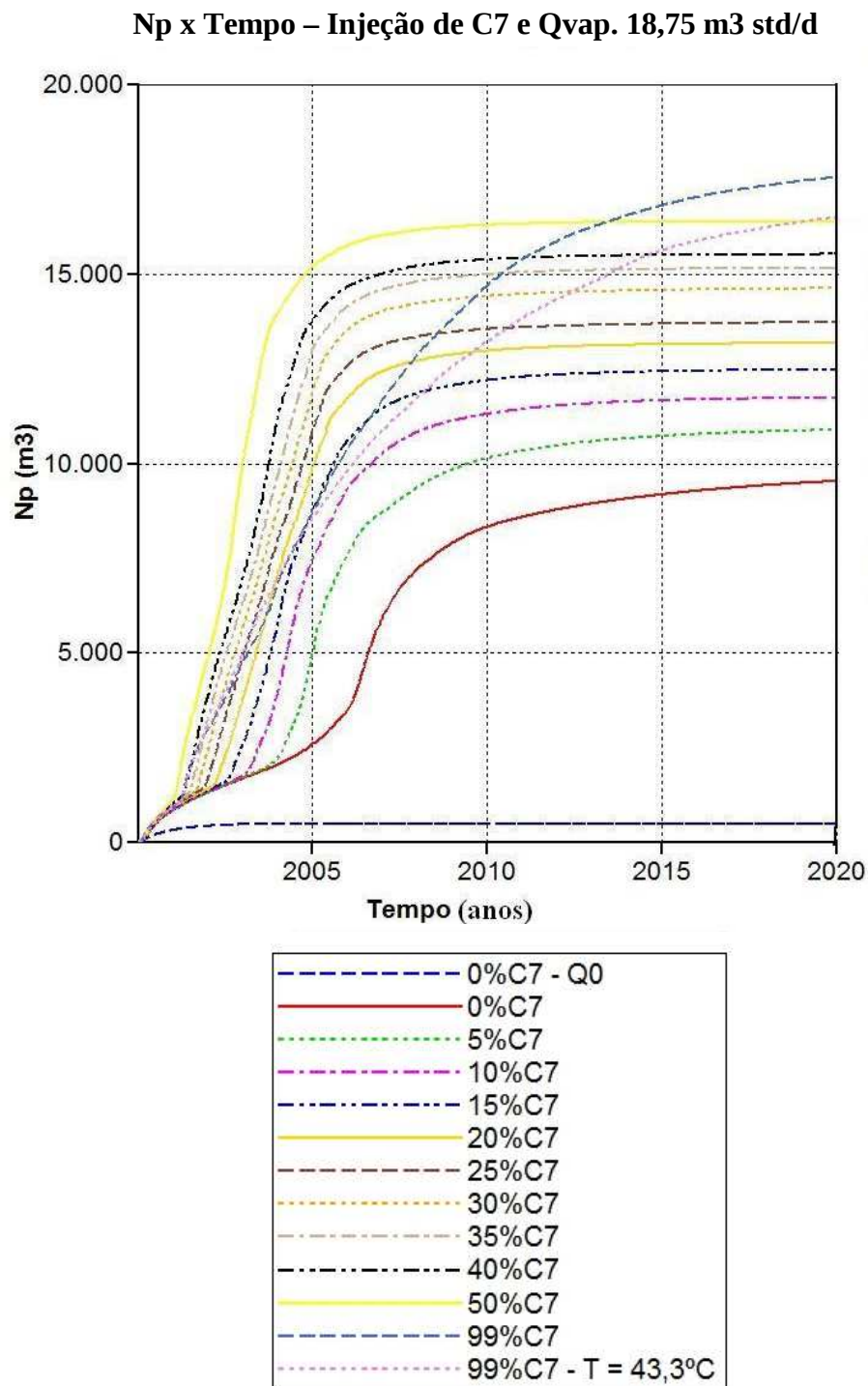
Na seção 4.2 pôde-se observar que a vazão de injeção influencia positivamente no aumento da produção acumulada e vazão de produção de óleo do reservatório. Nesta etapa será apresentada a abordagem referente à influência que a quantidade de solvente pode vir a causar nestes parâmetros (**CASOS 2 e 2.1**). Para tal, a vazão de injeção de C7 variou e a quantidade de vapor injetado foi fixada (Q_{vap} 18,75 m³ std/d).

Com isso, através da Figura 4.6, observa-se que à medida que se aumenta a concentração de solvente injetado no sistema a produção acumulada de óleo também aumenta com o tempo, até atingir uma quantidade limite de 50% de C7, para estes valores estudados.

Uma justificativa para o aumento da produção mediante o aumento da quantidade de C7 injetado no reservatório pode ser explicada através da miscibilidade que esta substância apresenta com o óleo presente na formação, bem como a redução da tensão interfacial do meio, propiciando a mobilidade do óleo na formação e em resposta há o aumento da produção.

Como o heptano é um composto de baixo peso molecular e baixa viscosidade, quando este se mistura ao óleo do reservatório provoca uma redução da viscosidade do mesmo e redução das tensões interfaciais entre o óleo e a água. Com isso há uma redução da pressão capilar e aumento mobilidade do óleo na rocha e, consequente acréscimo à produção.

Figura 4.6. Produção acumulada de óleo no tempo para os sistemas com vazão de vapor fixa de 18,75 m³ std/d e diferentes concentrações de C7 injetados.



Ainda com o auxílio da Figura 4.6 percebe-se que a temperatura de injeção de fluidos no reservatório promove, também, influência na produção acumulada de óleo. Quando se injeta 99% de C7 na temperatura de 232,22°C produz-se mais do que

quando se injeta 99% de C7 na temperatura de 43,3°C. A temperatura atua diretamente na viscosidade dos fluidos reduzindo-a e melhorando a mobilidade do óleo na rocha e proporcionando o aumento da produção.

Quando se injeta 99% de C7 e 1% de vapor o Np deste é menor do que para o do sistema 50% de C7 e 50% de vapor, até o ano de 2012, aproximadamente. Este fato está associado com a quantidade de vapor injetado, pois é este quem está promovendo o aumento de temperatura do sistema e, portanto, reduzindo a viscosidade e fazendo com que o óleo do reservatório seja produzido o mais rápido quanto possível e em maior proporção, aumentando o seu fator de recuperação.

A Tabela 4.1 apresenta os fatores de recuperação e produções acumuladas para diferentes sistemas com o tempo de 10 anos de projeto para a temperatura de injeção de fluidos de 450 °F.

Um aspecto relevante a mencionar é o conhecimento de que comumente o solvente injetado no reservatório não é aquecido, porém o objetivo deste trabalho visa justamente estudar a influência da eficiência térmica do sistema e, por este motivo, o solvente, ao entrar em contato com o vapor, também foi aquecido.

Tabela 4.1. Fatores de recuperação e produções acumuladas para diferentes sistemas com o tempo de 10 anos de projeto.

Qvap. (m³ std/d)	%C7	Np do óleo (10 anos) (m³ std)	Fr (%)
0	0	495,75	2,74
18,75	0	8334,68	46,06
18,75	5	10149,00	56,09
18,75	25	13556,10	74,92
18,75	35	15005,40	82,93
18,75	50	16304,90	90,11
0,1894	99	14665,40	81,05

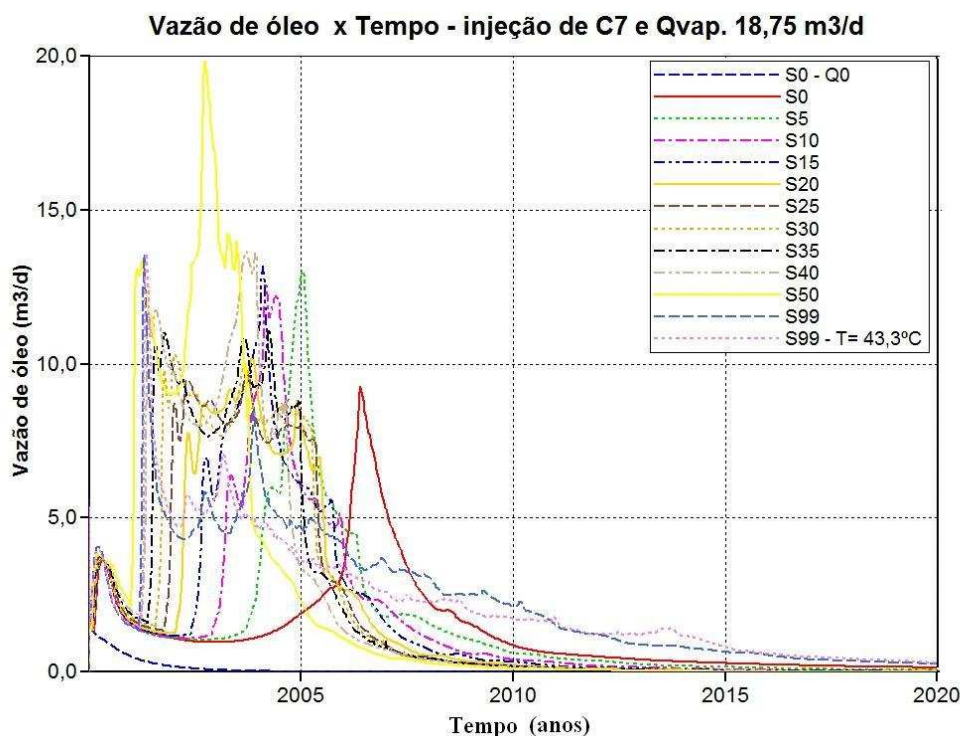
Os fatores de recuperação (Fr) foram calculados a partir da equação:

$$Fr = \frac{N_p - N_{pC7}}{VOIP} * 100 = \frac{N_p \text{ do óleo}}{18094 \text{ m}^3} * 100$$

onde VOIP é o volume de óleo “in place”.

As explanações acima são confirmadas com a Figura 4.7, que expõe a vazão de produção de óleo no tempo para estes sistemas. Verifica-se que com o aumento da vazão de C7 injetado, até o limite de 50%, há a redução do tempo de chegada do banco de óleo ao poço produtor e, a partir do 8º ano de produção, o Np começa a ficar estável e quase zero, podendo, portanto, interromper a injeção dos fluidos.

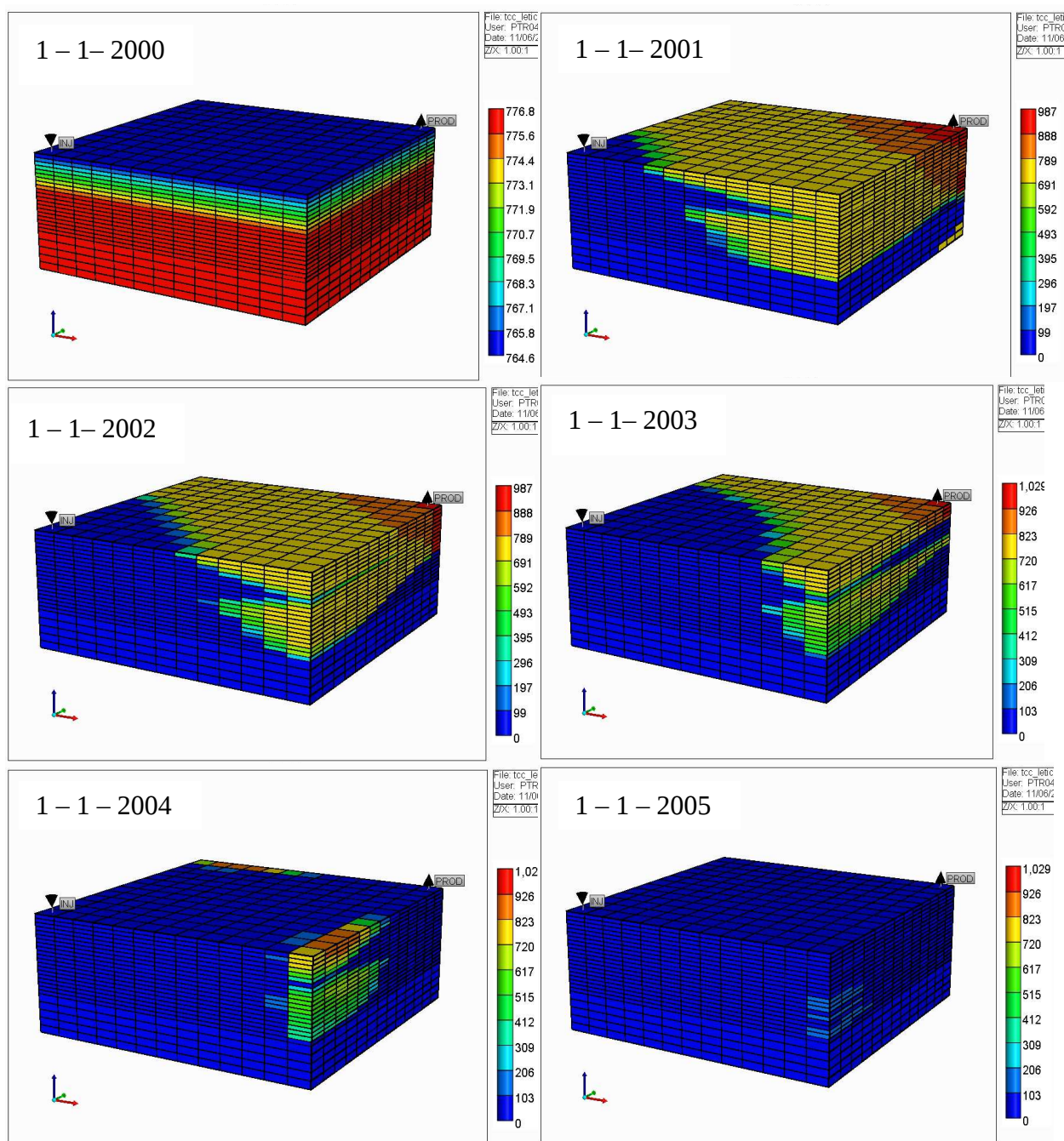
Figura 4.7. Vazão de produção de óleo no tempo para os sistemas com vazão de vapor fixa de 18,75 m³ std/d e diferentes concentrações de C7 injetados.



Como citado, sabe-se que quando o vapor e o solvente são injetados no reservatório um parâmetro que é bastante afetado é a viscosidade do fluido. O aumento de temperatura e a injeção de um solvente de baixo peso molecular ao óleo reduzem a viscosidade do fluido da formação, sendo este efeito mais pronunciado próximo ao

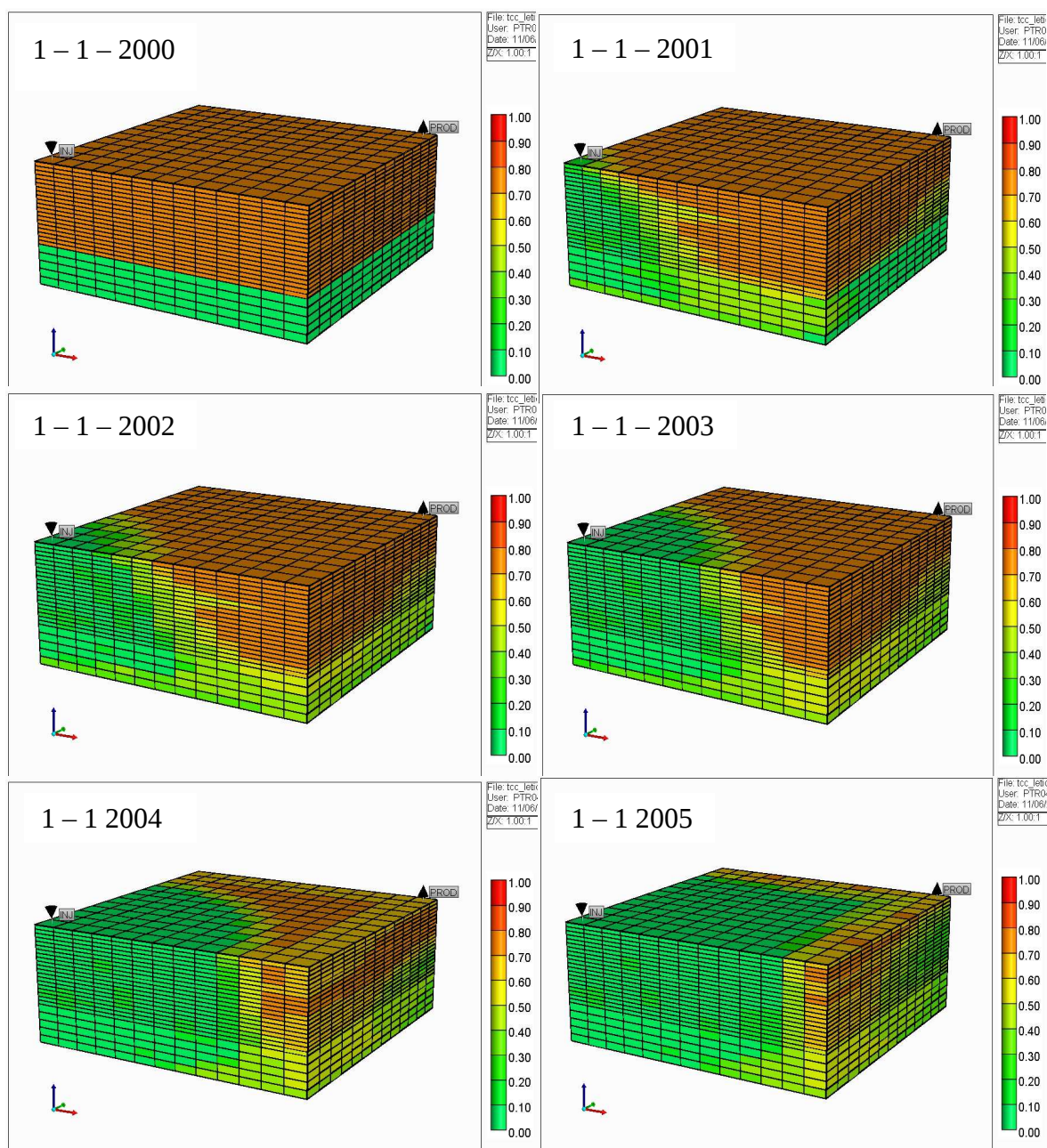
poço injetor. Isto pode ser observado nos mapas 3D da viscosidade para o sistema Qvap. 18,75 m³ std/d e 50% de C7, Figura 4.8. A viscosidade de um líquido mede a resistência interna oferecida ao movimento relativo das diferentes partes desse líquido e esta depende da pressão e da temperatura em que o fluido se encontra.

Figura 4.8. Mapas 3D da viscosidade ao longo do tempo para o sistema Qvap. 18,75 m³ std/d e 50% de C7.



Quando o óleo é produzido do reservatório a quantidade de óleo nele existente diminui, sendo assim, a saturação do óleo presente na formação é reduzida ao longo do tempo de projeto. Quando se injeta vapor e solvente no sistema e a viscosidade do óleo é reduzida, a quantidade de fluido que é removido do sistema é maior, logo a saturação de óleo no mesmo declina gradativamente. O exposto pode ser visualizado através dos mapas 3D referentes à saturação de óleo do sistema Qvap. 18,75 m³ std/d e 35% de C7 ao longo do tempo, Figura 4.9.

Figura 4.9. Mapas 3D da saturação de óleo ao longo do tempo para o sistema Qvap. 18,75 m³ std/d e 35% de C7.



4.4. Análise Térmica dos sistemas

A energia térmica de um corpo é a fração da energia interna que pode ser transferida devido a uma diferença de temperatura. A existência de um fluido em movimento (líquido ou gás) acelera o processo de transferência de calor se um fluido mais frio ficar em contato com uma superfície mais quente, este tipo de transferência de energia denomina-se convecção.

A convecção é um processo pelo qual o calor é transferido de um local para outro de um fluido, pelo próprio movimento de partículas deste. É um mecanismo de transferência de calor típico dos meios fluidos (líquidos e gases), já que só nestes há possibilidade de deslocamento do meio em que se propagar.

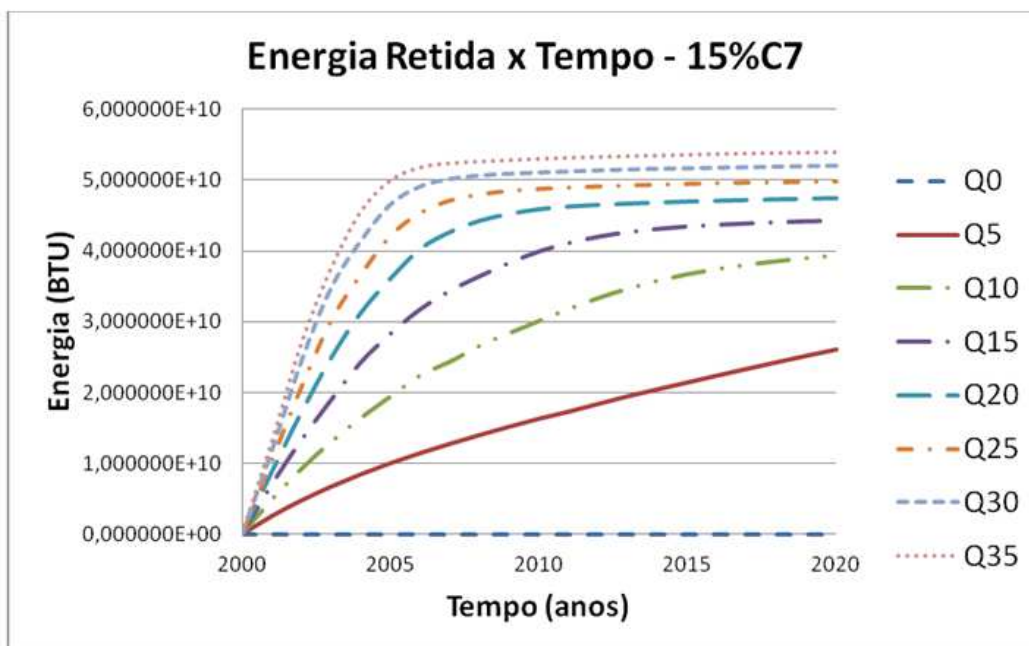
4.4.1. Análise Térmica sob influência da vazão

Mediante o acima descrito, verifica-se na Figura 4.10, que à medida que se aumenta a vazão de injeção de fluidos no reservatório há, também, o aumento da energia interna do sistema. Isso ocorre devido ao fluido injetado estar em uma temperatura diferente da formação e, por transferência térmica, ocorrer à transição de energia térmica de uma massa mais quente (fluido injetado) para a massa mais fria (óleo do reservatório).

Em outras palavras, ocorre a troca de energia calorífica entre os dois fluidos de temperaturas diferentes. Logo, quanto mais massa quente for injetada no reservatório maior será a energia do mesmo.

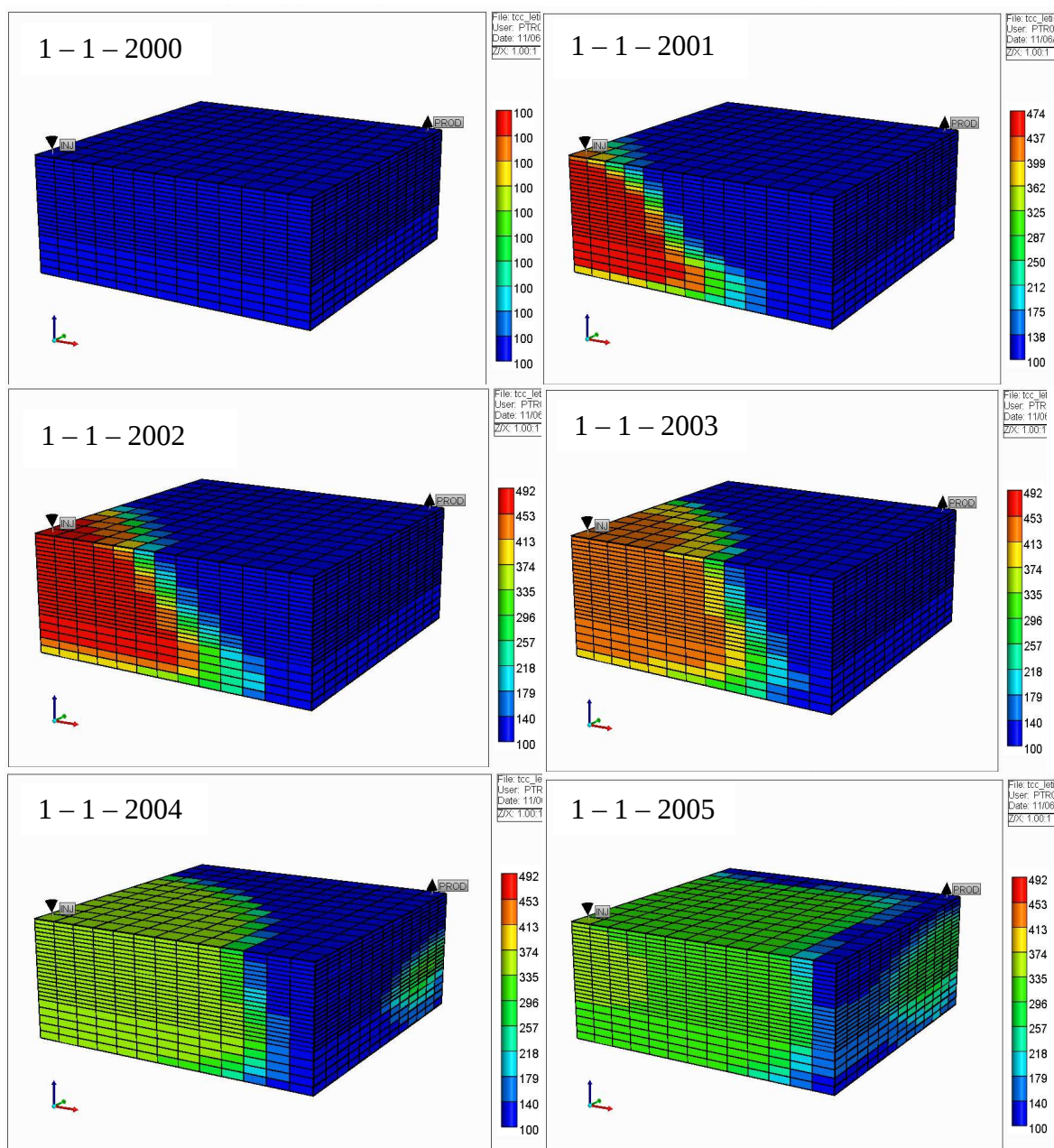
Ao longo da vida produtiva do poço o óleo nele existente vai sendo produzido, com isso têm-se menos massa remanescente na formação, portanto esta transferência de calor tende a estabilizar após alguns anos de produção. Quanto mais rápido se produz o óleo do reservatório proporcionalmente será a estabilização da troca térmica do sistema.

Figura 4.10. Energia retida no reservatório para as diferentes vazões de injeção de vapor e 15% de C7 em função do tempo.



As informações mencionadas, referentes à influência térmica que o fluido quente injetado confere ao sistema, podem ser observadas através dos mapas 3D da temperatura para o sistema de injeção de vapor (Q) de 35 m³ std/d e 15% de C7, Figura 4.11. À medida que o fluido quente penetra no reservatório a temperatura do mesmo aumenta, ao longo da vida produtiva do poço a temperatura da formação diminui, pois a pressão também reduz.

Figura 4.11. Mapas 3D da temperatura ao longo do tempo para o sistema $Q = 35 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ e 15% de C7.

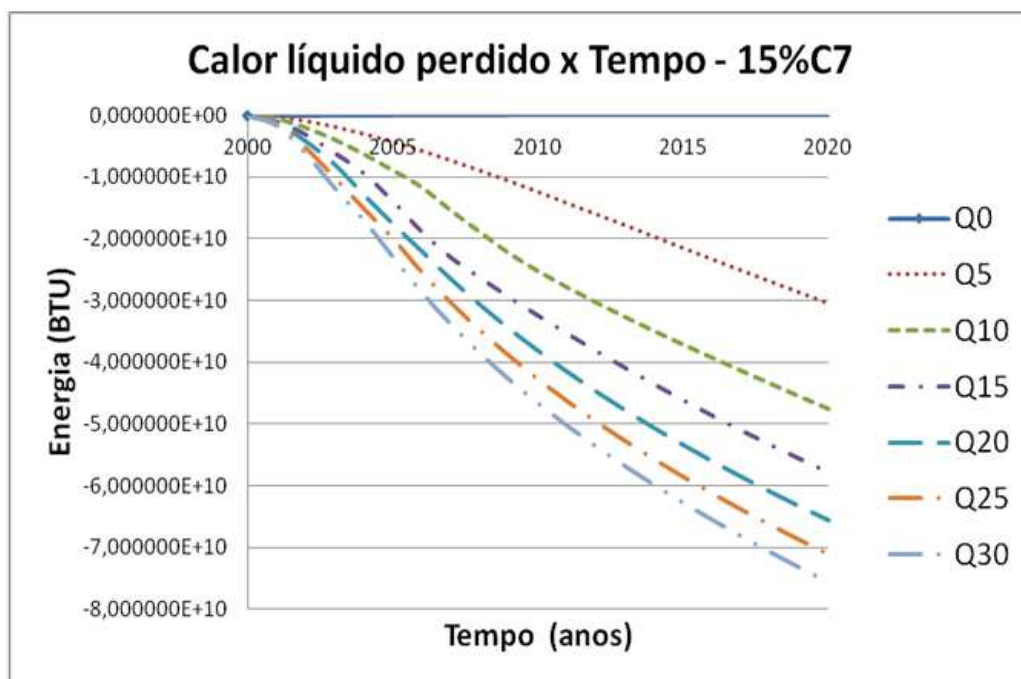


Outra informação relevante que pode ser ressaltada é o fato de que quanto mais energia ou massa se injeta na formação maior será, também, a perda de calor do sistema. Este fato pode ser observado na Figura 4.12. Essas perdas ocorrem, principalmente, devido às diferenças de temperaturas entre o fluido injetado e o fluido do reservatório.

As perdas de calor ocorrem nas instalações, linhas de distribuição, no poço e no reservatório, nas camadas da base ao topo, nas camadas de rocha adjacentes e no

aquífero do reservatório. Porém, as perdas energéticas mensuradas são referentes às que ocorrem no reservatório.

Figura 4.12. Perda de energia do sistema no tempo para as diferentes vazões empregadas e 15% de C7.



A fim de minimizar a perda de calor e maximizar a quantidade de óleo aquecido, formações com altas porosidade e espessura e não muito profundas (inferior a 900m) são desejáveis para este tipo de método de recuperação.

4.4.2. Análise Térmica da variação da concentração do vapor e solvente

Similar ao descrito na seção 4.4.1 sobre a análise térmica mediante a mudança da vazão de injeção no reservatório, o mesmo raciocínio se emprega para o sistema apresentado nas Figuras 4.13 e 4.14, que apresentam as diferentes energias retidas no sistema para diferentes vazões de vapor injetado na quantidade de solvente de 5%, 25% e 50% de C7, respectivamente, na formação (CASO 3).

A partir do raciocínio de que quanto mais massa quente (vapor) é injetada no reservatório maior é a energia do mesmo as Figuras 4.13 e 4.14, confirmam a veracidade da informação.

Figura 4.13. Energia retida no reservatório para as vazões de vapor empregadas com 5% de C7 em função do tempo.

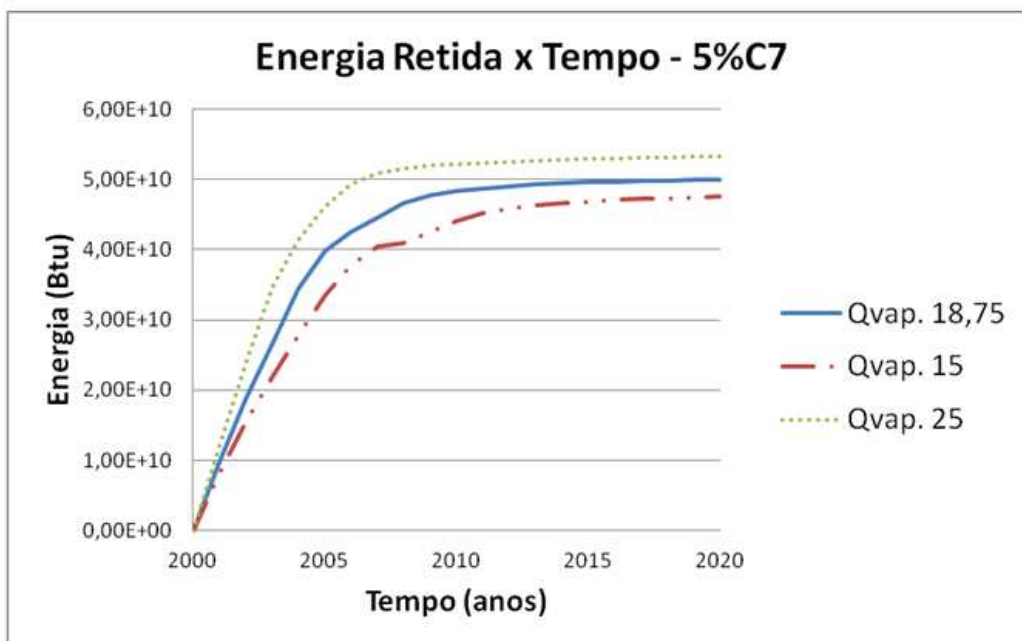
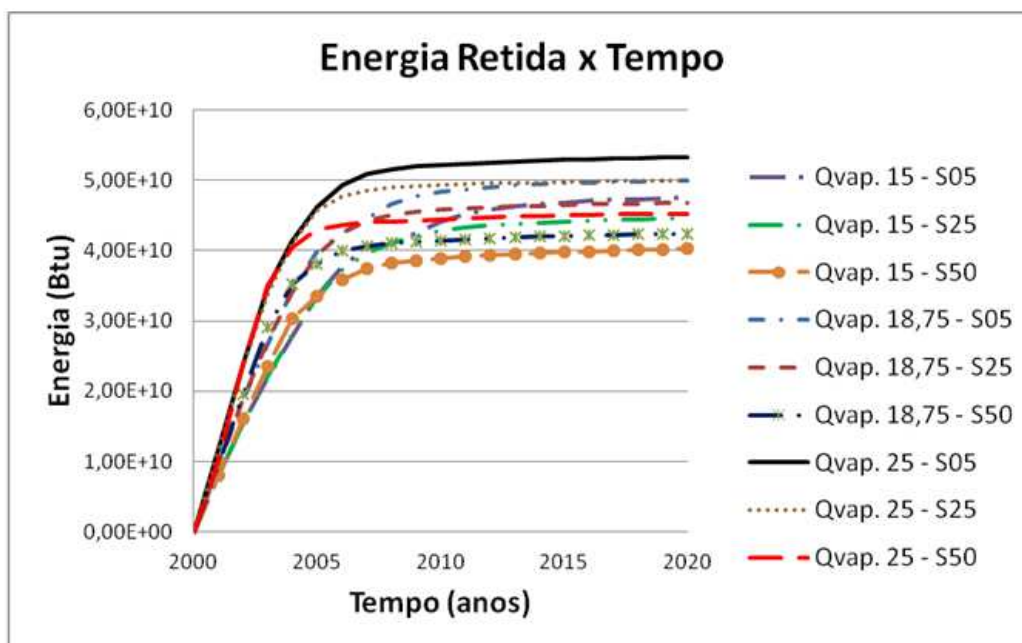


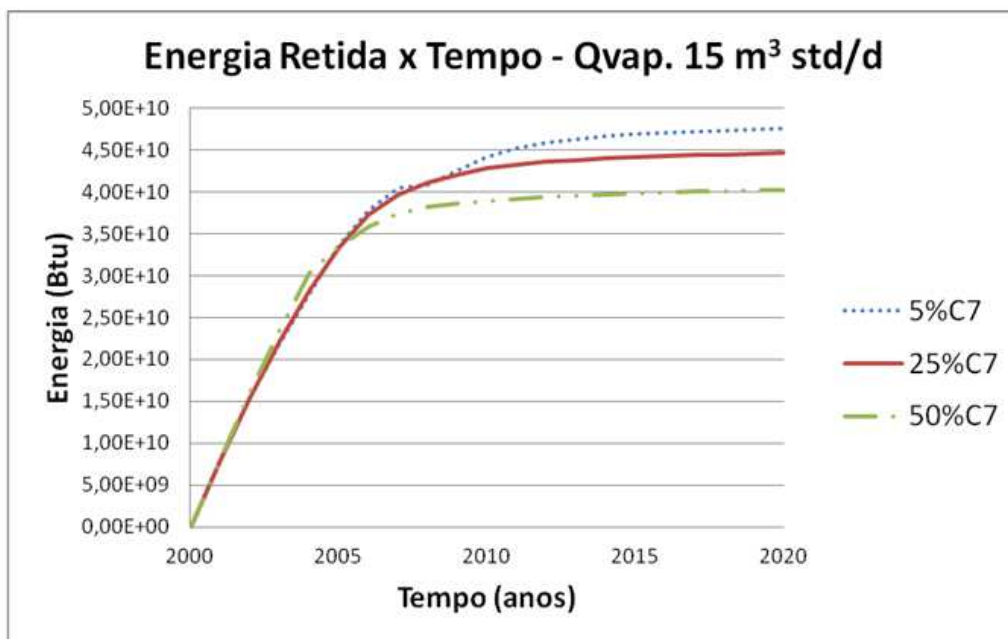
Figura 4.14. Energia retida no reservatório para as vazões de vapor empregadas com concentrações de C7 diferentes em função do tempo.



Como quem confere a troca térmica com o sistema é o vapor, à medida que se aumenta a quantidade de solvente misturado ao vapor a energia do sistema diminui, pois a primeira transferência de calor que ocorre é entre este e o solvente e, com isso, menos energia é perdida para a formação.

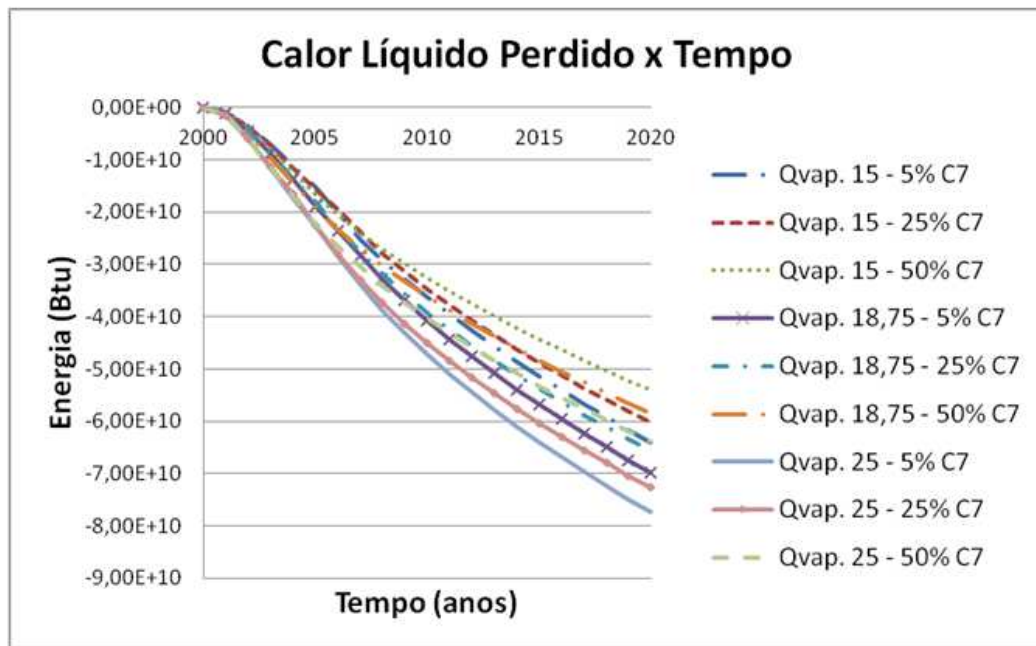
O descrito pode ser observado através do gráfico de energia ao longo do tempo de projeto, Figura 4.15, com uma quantidade de vapor ($Q_{vap.}$) de $15 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ e vazões de solvente de 5%, 25% e 50% de C7.

Figura 4.15. Energia retida do reservatório para o sistema $Q_{vap.} 15 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ e vazões de C7 variando em função do tempo.



Semelhante as perdas de energia citadas na seção 4.4.1, quando se aumenta a quantidade de vapor no sistema aumentam-se as perdas de energia do mesmo. Porém, quanto mais solvente é misturado ao vapor menor é a troca térmica do fluido com o reservatório e, conseqüentemente, menores são as perdas de calor destes sistemas com elevadas concentrações de C7, Figura 4.16.

Figura 4.16. Perda de energia do sistema no tempo para diferentes Q_{vap} e vazões de C7.



Capítulo 5

Conclusão

5. Conclusão

Diante do exposto neste trabalho verifica-se que a injeção de vapor e solvente no reservatório tem influência positiva nas produções acumuladas e vazão de produção de óleo e que as maiores vazões (tanto de vapor quanto de solvente) promoveram maiores recuperações do óleo em um menor tempo.

Com relação à análise térmica do sistema, quanto maior a quantidade de vapor injetado no reservatório maior é a energia do mesmo e, conseqüentemente, as perdas térmicas do sistema.

Outras características observadas são listadas a seguir:

- Para o **CASO 1**, a maior vazão de injeção, que foi de 35 m³ std/d, promoveu a maior produção acumulada e vazão de produção de óleo, redução do tempo da chegada do banco de óleo ao poço produtor e antecipação da produção;
- A injeção do vapor junto ao solvente aquece o reservatório e, conseqüentemente, reduz a viscosidade do óleo e as tensões interfaciais nele presente, facilitando a produção do mesmo;
- Quanto maiores as concentrações de vapor e solvente maiores são as produções acumuladas e vazões de óleo do sistema e, por conseguinte, maiores os fatores de recuperação;
- À medida que se aumenta a vazão de injeção de fluidos no reservatório há, também, o aumento da energia interna do sistema.
- Quanto mais vapor é injetado no reservatório maior é a energia do sistema, bem como as perdas térmicas deste.

5.1. Recomendações Futuras

- Variar os tipos de solventes utilizados em diferentes proporções e atestar o que proporciona uma melhor recuperação do óleo do sistema;
- Examinar a influência da distância entre os poços injetores e produtores na recuperação do óleo;
- Verificar a influência da temperatura de injeção dos fluidos no reservatório para a produção de óleo.

Capítulo 6

Referências

6. Referências

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.

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. 163f. 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.

BANNWART, Antonio C.; TREVISAN, Osvaldo V. Óleos Pesados: Oportunidades e desafios para a pesquisa. *CEPETRO Online*, Campinas, n. 19, 2006.

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.

CALIMAN, Indiana; MENEGUELO, Ana Paula. Estudo Teórico da Utilização de CO₂ na Recuperação de Petróleo. **Anais:** 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Florianópolis, 2011.

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 26 de Abril de 2013.

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

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.

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.

LANE, JANET L.; HENDERSON, KENNETH O. *Viscosity Measurement*. 2004. Disponível em: <http://www.astm.org/SNEWS/JUNE_2004/lanhen_jun04.html>. Acesso em: 12 de Abril de 2013.

LIMA, Davi Monteiro Santos de Barros; BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo de parâmetros operacionais do processo de injeção de solvente vaporizado em poços horizontais para reservatórios de óleos pesados. **Anais: 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás**, Florianópolis, 2011.

LÓPEZ, Liliana; et.al. Efecto de la inyección de vapor sobre la composición de crudos. *Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V.*, V. 26, N° 3, p. 83–95, 2011.

LUO, Peng; et.al. Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilibria*, n° 252, p. 143–151, 2007.

LYONS, C. W. *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, p. 1049, V.2, 1996.

NASCIMENTO, Claudio Augusto Oller; MORO, Lincoln Fernando Lautenschlager. “Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro?” *Revista USP*, N° 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.

QUEIROZ, GERTRUDES OLIVEIRA DE. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2006. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

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.

RODRÍGUEZ, Edwin; et.al. Numerical simulation for cyclic steam injection at santa clara field. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, V. 3, N° 4, 2008.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. 2008. 160f. 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.

ROSA, ADALBERTO JOSÉ, et. al. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRAS, 2006, 832p.

SANTANA, KEILA REGINA. *Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos*. 2009. 136f. 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.

SANTOS, PEDRO ÉRICO SOUSA E; et. al. Métodos de recuperação secundária convencionais. *Cadernos de Graduação*, Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 12, n. 12, 2010.

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