

Dissertação de Mestrado

ESTUDO DE SISTEMAS MULTICOMPONENTES NO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

Tiago Pinheiro de Carvalho

Natal, novembro de 2010

Tiago Pinheiro de Carvalho

ESTUDO DE SISTEMAS MULTICOMPONENTES NO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

*Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Petróleo - PPGCEP da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
pré-requisito parcial para obtenção do título de
mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.*

Aprovado em 18 de Outubro de 2010.

Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN

Orientador

Prof^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas – UFRN

Orientadora

Prof. Dr. Antônio Gilson Barbosa de Lima - UFCG

Membro externo

Prof^a. Dr^a. Vanessa Cristina Santanna – UFRN

Membro externo

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção cíclica de vapor. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal – RN, Brasil.

Orientadores: Prof. Dr. Wilson da Mata e Prof^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

No Nordeste brasileiro existem reservatórios de óleos pesados, nos quais se utiliza a injeção de vapor como método de recuperação. Este processo permite diminuir a viscosidade do óleo, aumentando a sua mobilidade e melhorando o volume de óleo a ser recuperado. A injeção de vapor é um método térmico e ocorre na forma contínua ou cíclica. A injeção cíclica de vapor pode ser repetida diversas vezes. Cada ciclo consiste de três etapas distintas: a fase de injeção, fase de fechamento (soaking) e fase de produção. A injeção cíclica se torna menos eficiente à medida que o número de ciclos aumenta. Neste sentido, este trabalho visa estudar a influência de modelos composicionais na injeção cíclica de vapor e os efeitos de alguns parâmetros, tais como: vazão de injeção, qualidade do vapor e temperatura do vapor injetado; analisando a influência do número de pseudocomponentes, no que diz respeito à vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação e tempo de simulação. Nas situações analisadas foi comparado o modelo de fluido de três fases e três componentes conhecido como “*Black-oil*”. Foram realizadas simulações, utilizando um simulador comercial a partir de um modelo de reservatório homogêneo com características similares às encontradas no Nordeste brasileiro. Observou-se que quanto maior o número de componentes, maior é o tempo gasto na simulação. Já para os parâmetros analisados, verifica-se que a vazão de injeção de vapor e a qualidade do vapor influenciam na produção acumulada de óleo e no fator de recuperação. O número de componentes não exerceu muita influência na produção acumulada, nem no fator de recuperação de óleo, porém foi significativa na produção de gás do sistema.

Palavras-chave: Injeção cíclica de vapor, modelos composicionais, pseudocomponentes, simulação numérica.

ABSTRACT

In Brazilian Northeast there are reservoirs with heavy oil, which use steam flooding as a recovery method. This process allows to reduce oil viscosity, increasing its mobility and consequently its oil recovery. Steam injection is a thermal method and can occurs in continues or cyclic form. Cyclic steam stimulation (CSS) can be repeated several times. Each cycle consisting of three stages: steam injection, soaking time and production phase. CSS becomes less efficient with an increase of number of cycles. Thus, this work aims to study the influence of compositional models in cyclic steam injection and the effects of some parameters, such like: flow injection, steam quality and temperature of steam injected, analyzing the influence of pseudocomponents numbers on oil rate, cumulative oil, oil recovery and simulation time. In the situations analyzed was compared the model of fluid of three phases and three components known as “*Black-oil*”. Simulations were done using commercial software (CMG), it was analyzed a homogeneous reservoir with characteristics similar to those found in Brazilian Northeast. It was observed that an increase of components number, increase the time spent in simulation. As for analyzed parameters, it appears that the steam rate, and steam quality has influence on cumulative oil and oil recovery. The number of components did not a lot influenced on oil recovery, however it has influenced on gas production.

Keywords: Cyclic steam stimulation, compositional models, numerical simulation, pseudocomponents.

Dedicatória

Dedico este trabalho a toda minha família e amigos, em especial, meus pais, Tamires e Belina por participarem de todas as etapas da minha vida, pelo apoio e incentivo nos momentos mais difíceis.

Agradecimentos

Aos meus pais por toda educação que me proporcionaram.

À Layse pelo carinho, paciência e compreensão.

Ao amigo Gustavo Leitão, por acreditar no meu potencial e fazer-me refletir sobre a possibilidade de cursar um mestrado.

Ao amigo Rafael por me apresentar ao programa.

Ao professor Wilson pela orientação, paciência e apoio nos momentos em que precisei.

À professora Jennys por toda orientação, conselhos e pela boa convivência durante todo o período de realização deste trabalho.

Ao Professor Tarcilio pelas colaborações e disciplinas ministradas.

Aos professores Adriano e Adolfo pela disciplina ministrada.

Aos amigos do LEAP: Robson, Kátia, Elthon, Janusa, Clóvis, Liara, Martinho, Davi, Cleodon, Henrique, Marcos, Ernesto, Rafael, Vanessa e Juliana.

À Ernesto Vargas pela amizade e companheirismo durante todas as etapas deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo – PPGCEP.

Ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo – LEAP, pelo apoio técnico e infraestrutura oferecida.

Ao PRH-ANP14 pelo auxílio financeiro concedido.

Sumário

1	Introdução geral	1
2	Aspectos teóricos.....	5
2.1	Métodos de Recuperação.....	5
2.1.1	Recuperação primária.....	5
2.1.2	Métodos de recuperação convencional.....	6
2.1.3	Métodos de recuperação avançada	7
2.1.3.1	Eficiência de Varrido Horizontal	7
2.1.3.2	Eficiência de deslocamento.....	7
2.1.3.3	Métodos Químicos	8
2.1.3.3.1	Injeção de Polímeros.....	8
2.1.3.3.2	Injeção de Solução de Tensoativos.....	8
2.1.3.3.3	Injeção de Solução Alcalina.....	8
2.1.3.4	Métodos Miscíveis	8
2.1.3.5	Métodos Térmicos.....	9
2.1.3.5.1	Combustão <i>in situ</i>	10
2.1.3.5.2	Aquecimento eletromagnético	11
2.1.3.5.3	Injeção de Vapor	11
2.1.3.6	Injeção Cíclica.....	12
2.1.3.7	Injeção Contínua	16
2.2	Simulação Numérica em Reservatórios.....	18
2.3	Planejamento Experimental.....	19
2.3.1	Planejamento fatorial.....	19
3	Estado da Arte	26
4	Materiais e métodos.....	31
4.1	Programa utilizado.....	31
4.2	Modelagem do Reservatório e dos fluidos	31
4.2.1	Modelo do reservatório.....	31
4.2.2	Modelagem dos fluidos	33
4.3	Parâmetros operacionais do processo de injeção cíclica de vapor	41
4.4	Metodologia do trabalho.....	43
5	Resultados e discussões	46

5.1	Comparação da produção primária com a injeção de vapor para o modelo “Black-oil”	46
5.2	Ajustes dos modelos PVT	47
5.3	Parâmetros operacionais analisados	52
5.4	Sistema 01: Análise de sensibilidade.....	54
5.5	Sistema 02: Análise de sensibilidade.....	61
5.6	Sistema 03: Análise de sensibilidade.....	67
5.7	Comparação entre diferentes modelos de fluidos.....	79
6	Conclusões e Recomendações	88
6.1	Conclusões.....	88
6.2	Recomendações	89
7	Referências Bibliográficas	90

Índice de Figuras

Figura 2-1– Esquemas de injeção de água e gás imiscível.....	6
Figura 2-2 – Comportamento da viscosidade do óleo em função da temperatura (Barillas, 2005).	10
Figura 2-3 – Esquema da injeção cíclica de vapor (Sefton Resources Inc., 2010).	13
Figura 2-4– vazão de óleo em função da quantidade de ciclos.	14
Figura 2-5– Esquema do mecanismo de injeção contínua de vapor (Sefton Resources Inc., 2010).....	17
Figura 2-6 – Diagrama de Pareto.....	23
Figura 4-1– Modelo cilíndrico de reservatório.....	32
Figura 4-2– Mapa de saturação inicial de óleo no modelo base.....	42
Figura 4-3 – Pressão capilar versus Saturação de água.	42
Figura 5-1– Fator de recuperação de óleo da produção primária e utilizando a injeção cíclica de vapor.....	46
Figura 5-2– Diagrama P-T do modelo original.	47
Figura 5-3– Gráfico da Razão de solubilidade (R_s) e fator volume de formação do óleo (Bo).....	48
Figura 5-4– Viscosidade do óleo em função da pressão.	48
Figura 5-5– Comparação dos diagramas P-T dos agrupamentos com o modelo base. ..	49
Figura 5-6 - Razão de solubilidade (R_s) e fator volume de formação do óleo (Bo) do “Lumping C40”.	50
Figura 5-7 – Razão de solubilidade (R_s) e fator volume de formação do óleo (Bo) para o modelo “Black-oil”.	50
Figura 5-8– Viscosidade do óleo em função da pressão.	51
Figura 5-9– Variação da viscosidade do óleo em função da temperatura.	51
Figura 5-10– permeabilidade relativa em função da saturação de água.....	52
Figura 5-11 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (sistema 01).	57
Figura 5-12 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (sistema 01).	58
Figura 5-13 – Comparação das vazões de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 01.	59
Figura 5-14 – Produções acumulada de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 01. .	60
Figura 5-15 – Produção acumulada de óleo e produção acumulada do componente C20+ para os diferentes Lumpings do sistema 01.....	61
Figura 5-16 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (sistema 02).	64
Figura 5-17 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (sistema 02).	65
Figura 5-18 - Comparação das vazões de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 02.	66

Figura 5-19 – Fator de recuperação dos diferentes Lumpings do sistema 02.	67
Figura 5-20 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (Sistema 03).....	70
Figura 5-21 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (Sistema 03).....	71
Figura 5-22 – Superfície de resposta do número de componentes versus temperatura para o período de 5 anos.	72
Figura 5-23 – Superfície de resposta do número de componentes versus temperatura para o período de 15 anos.	73
Figura 5-24 – Superfície de resposta da vazão de injeção versus qualidade do vapor para o período de 5 anos.	74
Figura 5-25 – Superfície de resposta da vazão de injeção versus qualidade do vapor para o período de 15 anos.	74
Figura 5-26 – Superfície de resposta da temperatura versus qualidade do vapor para o período de 5 anos.	75
Figura 5-27 – Superfície de resposta da temperatura versus qualidade do vapor para o período de 15 anos.	75
Figura 5-28 – Comparação da vazão de óleo nos três diferentes agrupamentos do sistema 03.	76
Figura 5-29 - Comparação da vazão de óleo nos três diferentes agrupamentos do sistema 03 em um período de 5 anos.	77
Figura 5-30 – Percentual da diferença entre as vazões de produção do modelo “ <i>Black- oil</i> ” e o modelo “Lumping C40”.	78
Figura 5-31 – Produção acumulada de óleo para os três Lumpings do sistema 03(T = 351°C, X = 0,9 e Q = 300 t/dia).....	79
Figura 5-32 – Produção acumulada de óleo para os três Lumpings do sistema 03 (T =288°C, Qvapor = 200 t/dia e Xvapor = 0,65).	81
Figura 5-33 – Comparação entre a produção acumulada do componente C20+ do “Lumping 01”, componente C40+ do “Lumping C40” e o “Black-oil”.	82
Figura 5-34 – Produção acumulada dos componentes mais leves que o C20+ (C1 ao C19) do “Lumping 01”.	83
Figura 5-35 – Produção acumulada dos componentes C1 ao C19 do “Lumping C40”. 83	
Figura 5-36 – Perfil de densidade do óleo dos modelos “Lumping 01”, Black-oil e “Lumping C40”, antes da produção.	84
Figura 5-37 – Perfil de densidade do óleo dos modelos “Lumping 01”, Black-oil e “Lumping C40”, após 15 anos de produção.	85

Índice de Tabelas

Tabela 2.1– Planejamento 2 ² do estudo do efeito da temperatura e do catalisador no rendimento de uma reação.....	20
Tabela 4.1– Parâmetros do reservatório do modelo base utilizado na simulação.	33
Tabela 4.2– Fração molar original dos hidrocarbonetos presentes no fluido.....	34
Tabela 4.3 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos: “Black-oil”, “Lumping 01”, “Lumping 02” e “Lumping 03”.....	35
Tabela 4.4 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos: “Lumping 04”, “Lumping 05”, “Lumping 06” e “Lumping 07”.....	36
Tabela 4.5 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos “Lumping 08” e “Lumping C40”.	37
Tabela 4.6 – Sistema 01, composto pelos Lumping 07, Lumping 01 e Lumping 05.....	38
Tabela 4.7 – Sistema 02, composto pelos Lumping 08, Lumping 01 e Lumping 06.....	39
Tabela 4.8 – Sistema 03, composto pelo “Black-oil”, Lumping 01 e Lumping C40. ...	40
Tabela 4.9 - condições de operação no processo de injeção cíclica de vapor.	41
Tabela 4.10– Níveis estudados nos parâmetros operacionais.....	43
Tabela 5.1- Níveis analisados para cada variável.....	53
Tabela 5.2– Agrupamento de componentes de cada sistema.	53
Tabela 5.3 – Nomenclatura dos parâmetros operacionais e dos efeitos analisados nos diagramas de Pareto.....	54
Tabela 5.4 – Resultados da análise para o sistema 01.	55
Tabela 5.5 – Resultados da análise para o sistema 02.	62
Tabela 5.6 – Resultados da análise para o sistema 03.....	68
Tabela 5.7 – Tempo de simulação e produção acumulada de óleo para cada agrupamento do sistema 03 (Temperatura = 351°C, Qvapor = 300 t/dia, Xvapor = 0,90).	80
Tabela 5.8- Peso molecular do óleo no início e no final da produção nos três agrupamentos do sistema 03.....	85

NOMECLATURAS

°API – Grau API do óleo	
API – <i>American Petroleum Institute</i>	
B _O – Fator volume de formação do óleo	Adimensional
CMG – <i>Computer Modelling Group</i>	
E _A – Eficiência de varrido horizontal	Adimensional
E _D – Eficiência de deslocamento	Adimensional
FR – Fator de Recuperação	%
IOR – <i>Improved Oil Recovery</i>	
j – Direção do eixo “y”	
k – Direção do eixo “z”	
krw – Permeabilidade relativa da água	
krow – permeabilidade do óleo em relação a água	
LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo	
N _p – Produção Acumulada de Óleo	m ³
PM – Peso molecular	kg/kg mol
Q – Efeito Quadrático	Adimensional
Q vapor – Vazão de injeção	t/dia
RAO – Razão água/óleo	Adimensional
R _s – Razão de solubilidade	Adimensional
S _O – Saturação de óleo	%
STARS – <i>Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator</i>	
STD – Condição Padrão	
S _w – Saturação água	%
X vapor – Título do vapor	%

Capítulo 1

Introdução

1 Introdução geral

A injeção de vapor é um dos métodos de recuperação avançada, classificado como métodos térmicos. O vapor injetado aquece os fluidos no reservatório, reduzindo a sua viscosidade, resultando numa maior mobilidade.

O efeito mais importante do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Outro efeito básico inerente à injeção de vapor é a expansão do óleo do reservatório após o aquecimento.

A injeção cíclica de vapor pode ser repetida diversas vezes. Cada ciclo consiste de três etapas distintas: fase de injeção, fase de fechamento e fase de produção. A fase de injeção é uma etapa na qual uma quantidade de vapor previamente calculada é injetada, normalmente de forma rápida, e, geralmente, dura de dias a semanas. Já a fase de “soaking” ou fechamento é o período posterior à injeção no qual o poço permanece fechado para permitir a condensação do vapor e a transferência de calor latente para a rocha, a água e o óleo. Normalmente usa-se um fechamento de dois a dez dias. E por fim, a fase de produção: é o período posterior ao “soaking” no qual o poço é colocado em produção, durante meses ou anos. O ciclo se repete até atingir um limite econômico.

O modelo utilizado para simular o fluxo no reservatório pode ser o “*Black-oil*” ou o Composicional. O modelo “*Black-oil*” considera três fases (água, óleo e gás) e três componentes (água, óleo, gás). O modelo composicional considera mais pseudocomponentes do óleo e do gás, isto para ter uma melhor caracterização do reservatório.

Vários estudos sobre a injeção cíclica de vapor com modelo de fluido “*Black-oil*” já foram realizados; este modelo considera só um tipo de óleo no sistema. Poucos estudos com modelos multicomponentes na injeção cíclica foram realizados, os quais consideram diferentes componentes do óleo na fase óleo. Uma simulação com o modelo composicional se aproxima mais da realidade, pois leva em consideração o efeito da destilação do óleo, já que as frações leves são vaporizadas no início da produção e estão sendo consideradas no processo, restando as frações mais pesadas nos ciclos finais do processo. Para criar esses modelos composicionais, é necessário fazer um agrupamento de componentes, conhecidos como pseudocomponentes. No entanto, usar modelos multicomponentes de fluido pode aumentar o tempo de simulação do sistema devido ao aumento da complexidade do processo, já que leva em consideração a transferência de calor, as fases água, óleo e gás e ainda é

necessário um balanço de materiais dos componentes considerados no óleo. Deve também ser considerado o equilíbrio termodinâmico de cada componente.

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho é estudar o efeito de modelos composicionais na injeção cíclica de vapor, através de simulações, analisando a influência do número de pseudocomponentes e dos parâmetros vazão de injeção, qualidade do vapor e temperatura do vapor injetado; no que diz respeito à vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação e tempo de simulação. Será realizada uma comparação com as respostas obtidas nas simulações de modelos “*Black-oil*”.

Para realizar esse trabalho, foi criado um modelo de reservatório em coordenadas cilíndricas. Foi analisada a influência dos seguintes parâmetros operacionais: título do vapor, vazão de injeção e pressão de injeção do vapor. Além desses parâmetros foram estudados diferentes sistemas multicomponentes. Para isso utilizou-se o simulador comercial STARS da CMG.

Esta dissertação é composta por 6 capítulos. O **Capítulo 2**, denominado de aspectos teóricos, descreve vários métodos de recuperação avançada, dentre eles a injeção cíclica e contínua de vapor. Além disso, são apresentados, em resumo, o uso e importância dos simuladores numéricos e a importância do planejamento experimental.

O **Capítulo 3**, denominado estado da arte, apresenta vários trabalhos relacionados com a injeção de vapor e uso de modelos composicionais.

No **Capítulo 4** é apresentado o modelo físico de reservatório, a modelagem dos fluidos, a ferramenta computacional utilizada, as propriedades rocha-fluido, as condições operacionais e a metodologia.

O **Capítulo 5** trata das discussões em relação aos resultados obtidos nas simulações.

No **Capítulo 6** encontram-se as conclusões obtidas através das análises dos parâmetros operacionais e diferentes modelos multicomponentes. Além disso, são citadas as recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

2 Aspectos teóricos

Neste capítulo serão abordados os principais aspectos teóricos necessários para compreensão do processo de injeção cíclica de vapor.

2.1 Métodos de Recuperação

Os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a recuperação primária fosse realizada no reservatório. A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços.

Os reservatórios, cujos mecanismos de produção são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional.

2.1.1 Recuperação primária

É o processo de recuperação em que o reservatório produz naturalmente, ou seja, o óleo é levado até os poços produtores devido à energia natural que o reservatório possui e depois pode ser utilizado um método de elevação para levá-lo à superfície. A recuperação primária é caracterizada pela produção de petróleo através de mecanismos naturais, tais como gás em solução, capa de gás, influxo de água, segregação gravitacional, ou mecanismo combinado. Nessa fase da produção, a tecnologia utilizada é mais simples e os custos envolvidos são bem menores. Porém, à medida que o óleo vai sendo produzido, o reservatório vai perdendo energia, chegando a um estágio em que essa energia é insuficiente para levar o óleo até os poços produtores, sendo necessária a utilização de algum método de recuperação.

Segundo Thomas (2001), os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada.

2.1.2 Métodos de recuperação convencional

São os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, buscando-se um comportamento puramente mecânico, ou seja, não se espera que fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório.

Como métodos de recuperação convencionais são normalmente utilizados a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas. O método convencional de recuperação mais utilizado no mundo é a injeção de água, que foi primeiramente utilizada no campo de Bradford, EUA, no início do século 20. No Brasil o primeiro campo a usar esse processo de recuperação foi o de Dom João, localizado na Bahia, em 1953 (Rosa et al., 2006).

A Figura 2-1 ilustra os esquemas de injeção de água e injeção imiscível de gás em reservatórios de petróleo.

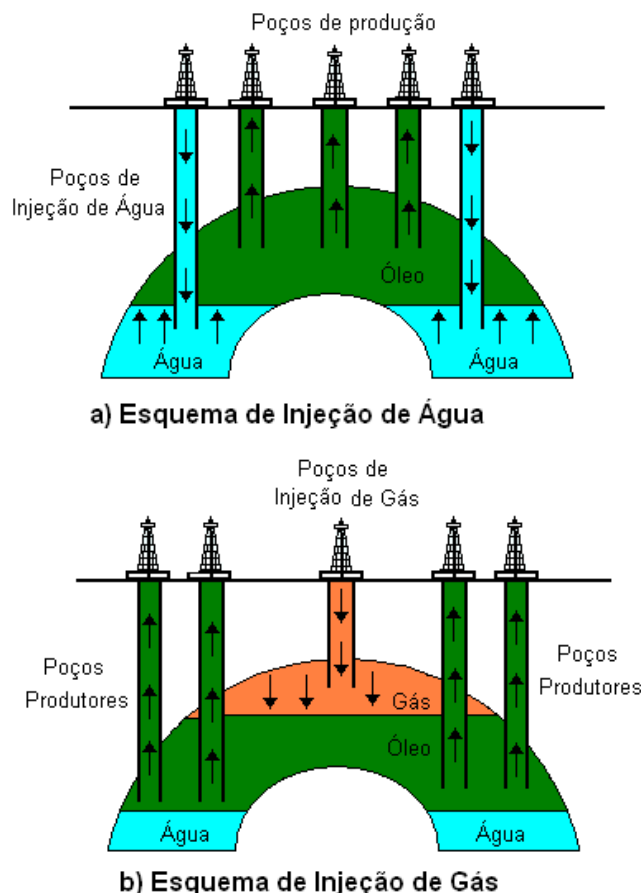


Figura 2-1– Esquemas de injeção de água e gás imiscível.

Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça.

2.1.3 Métodos de recuperação avançada

São processos mais complexos e cujas tecnologias ainda estão em constante desenvolvimento. São bastante utilizados em campos maduros.

Esses métodos podem ser empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas.

As baixas recuperações obtidas de um reservatório podem ter como causas: a alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Estes fatores podem vir a definir a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e é o ponto de partida para sua distribuição em três categorias: Métodos Químicos, Métodos Miscíveis e Métodos Térmicos.

2.1.3.1 Eficiência de Varrido Horizontal

Em qualquer projeto, independente do esquema de injeção escolhido, existe uma área total definida que está sujeita à influência da injeção. Em projetos reais, devem ser efetuados cálculos para estimar que percentuais dessa área total foram invadidos em diferentes tempos e condições, uma vez que o fluido injetado invade apenas uma parte da área total.

Define-se *Eficiência de varrido horizontal*, E_A , como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. A Equação (2.1) mostra essa relação.

$$E_A = A_{inv}/A_t, \quad (2-1)$$

onde A_{inv} é a área invadida pelo fluido e A_t a área total do meio poroso.

2.1.3.2 Eficiência de deslocamento

É fração da saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido deslocante. Pode ser expressa pela Equação (2.2).

$$E_D = (S_{oi} - S_{or}) / S_{oi}, \quad (2.2)$$

onde S_{oi} é a saturação de óleo inicial e S_{or} a saturação de óleo residual.

2.1.3.3 Métodos Químicos

São processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles: Injeção de Polímeros, Injeção de Solução de Tensoativos e Injeção de Solução Alcalina.

2.1.3.3.1 Injeção de Polímeros

Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, pode-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido (Thomas, 2001).

2.1.3.3.2 Injeção de Solução de Tensoativos

Adicionar uma substância tensoativa à água, nada mais é do que fazer um deslocamento miscível com a água. A função do tensoativo é reduzir as tensões interfaciais entre o óleo e a água, aumentando a eficiência de deslocamento.

2.1.3.3.3 Injeção de Solução Alcalina

No processo de injeção de solução alcalina, a substância alcalina que se adiciona à água tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. Este produto assim formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo (Thomas, 2001).

2.1.3.4 Métodos Miscíveis

O deslocamento miscível pode ser definido como um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. A importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório (Rosa, 2006).

São os mais indicados quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas

tensões interfaciais. Esses métodos buscam reduzir ou se possível eliminar as tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis consistem na injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, eliminando as tensões interfaciais.

Podem ser utilizados como fluidos para o deslocamento miscível o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

2.1.3.5 Métodos Térmicos

A ideia de se utilizar o calor para melhorar a produtividade dos poços é quase tão antiga quanto a indústria do petróleo. O objetivo inicial era modesto: pretendia-se apenas limpar e remover dos poços depósitos de parafinas e asfaltenos. Só meio século depois ocorreu a primeira tentativa de aquecer deliberadamente o reservatório. Há registros de experiências na Rússia, assim como nos EUA, ambas em meados da década de 1930.

Nos reservatórios que possuem óleos muito viscosos, o uso de um processo de recuperação convencional não teria muito sucesso, pois a viscosidade elevada do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado tem uma mobilidade bem maior, isso resulta em uma eficiência de varrido muito baixa, tendo como consequência, uma recuperação baixa (Thomas, 2001).

O processo de recuperação térmica depende do uso da energia térmica com objetivo de aumentar a temperatura do reservatório, reduzindo a viscosidade do óleo, e deslocando o óleo para um poço produtor (Green & Willhite, 1998).

A Figura 2-2 ilustra a redução da viscosidade, de três modelos de óleos diferentes, com o aumento da temperatura.

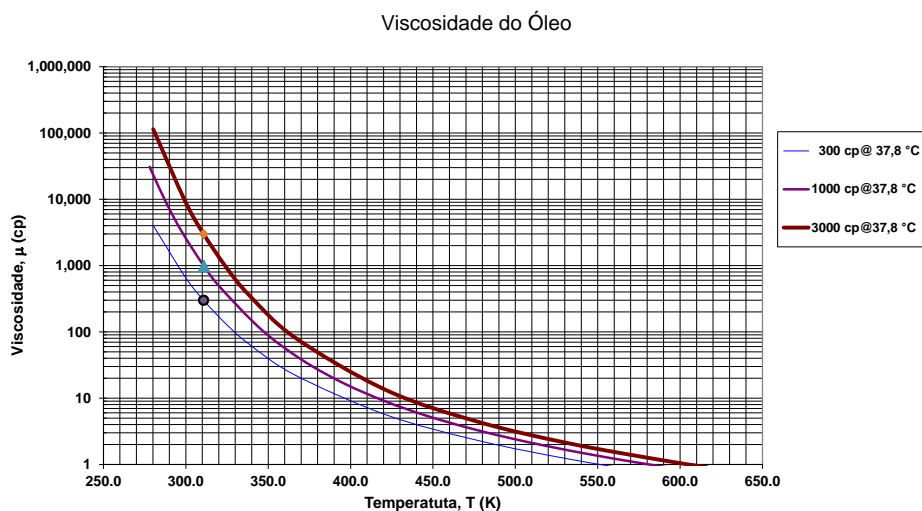


Figura 2-2 – Comportamento da viscosidade do óleo em função da temperatura (Barillas, 2005).

Como pode ser observado na Figura 2-2, as maiores quedas de viscosidades são observadas em óleos mais viscosos. A diminuição da viscosidade é mais acentuada para temperaturas relativamente baixas. Para altas temperaturas, a queda da viscosidade com o aquecimento é mais suave.

Existem dois tipos de métodos térmicos que são diferenciados na forma como é realizado o aquecimento do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório através de um fluido. Essa categoria é chamada de injeção de fluidos aquecidos. No outro tipo, o calor é gerado *in situ*, isto é no interior do reservatório, e pode ser através da combustão controlada de parte do óleo existente ou usando energia elétrica para aquecer o reservatório. Estes processos são conhecidos como combustão *in situ* e aquecimento eletromagnético.

2.1.3.5.1 Combustão *in situ*

É um método térmico em que o calor é gerado no reservatório, onde se provoca uma reação de combustão através da injeção de ar aquecido. O processo é mantido com a continuidade da injeção do ar e com a energia liberada sob a forma de calor *in situ*. Durante a queima do óleo, sua viscosidade diminui, as frações mais leves do óleo vaporizam-se formando um banco de gás, e a água de formação forma vapor. Esse conjunto de fatores é responsável pelo deslocamento do óleo em direção aos poços produtores.

2.1.3.5.2 Aquecimento eletromagnético

O aquecimento eletromagnético consiste na transformação da energia elétrica em térmica. Quando aplicado a reservatórios de petróleo, a energia é fornecida à formação, aquecendo especialmente a água que, por transferência de calor, transmite energia térmica ao óleo, reduzindo a sua viscosidade. A energia elétrica é transportada da superfície até o reservatório através de cabos elétricos ou guias de onda (Da Mata, 1993).

Existem três formas possíveis de realizar o aquecimento eletromagnético, dependendo da frequência empregada: o condutivo, o indutivo e o dielétrico (Oliveira, 2010).

2.1.3.5.3 Injeção de Vapor

Nesse método, a água é transformada em vapor na superfície e transportada para dentro do reservatório, podendo ser em forma contínua ou cíclica.

No processo de injeção de vapor, o vapor se condensa ao transferir calor para o óleo, para a água e para a própria rocha. Com isso, o óleo reduz a sua viscosidade, aumentando a eficiência de varrido.

A injeção de vapor é um processo que pode ser apropriado para formações permeáveis e espessas, portadoras de óleos de alta viscosidade.

O mecanismo de maior importância na injeção de vapor no reservatório é a redução da viscosidade do óleo, porém outros efeitos merecem destaques, como a expansão e a destilação do óleo. A expansão do óleo quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Dependendo da composição, o óleo pode dilatar de 10 a 20 % durante uma injeção de vapor. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um solvente ou um banco miscível à frente da zona de vapor (Rosa, 2006).

O mecanismo de gás em solução também pode contribuir para o aumento da recuperação pelo aquecimento do reservatório devido à vaporização das frações leves do óleo. Essas frações leves, no estado gasoso, se movem em direção ao topo do reservatório, deslocando o óleo durante a subida (Rosa, 2006).

Processos de injeção de vapor são limitados pela profundidade da formação, isto devido à perda de calor nos poços injetores que pode ser excessiva, chegando somente água aquecida no reservatório, resultando numa baixa eficiência térmica para profundidades da ordem de 3000 ft (900 m), ou superior. Logo, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão do que em zonas mais profundas à altas pressões (Rosa, 2006).

A permeabilidade do reservatório é outro critério que limita a eficácia do processo de injeção de vapor. Em reservatórios de baixa permeabilidade, não é possível injetar vapor em vazões suficientes para propagar uma zona de vapor em distâncias apreciáveis dentro de reservatório. Permeabilidades acima de 500 mD auxiliam o fluxo de óleos viscosos (Rosa, 2006).

Espessuras de Arenito excedendo 30 ft (9 m) a 50 ft (15 m) contribuem com o processo, limitando as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

A injeção de vapor pode ser classificada como Cíclica ou Contínua. A injeção cíclica alterna as etapas de injeção e produção no mesmo poço, enquanto que na injeção contínua existem poços exclusivos para injetar vapor e outros exclusivos para produzir óleo.

2.1.3.6 Injeção Cíclica

O uso de injeção cíclica de vapor para incrementar o fluxo de óleo dos reservatórios tem provado ser uma técnica efetiva. É útil em um grande range de condições de reservatório, e o mecanismo pelo qual funciona varia (Lacerda, 2000).

A injeção cíclica de vapor foi descoberta acidentalmente no campo Mene Grande na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um irrompimento (“breakthrough”) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório, o poço injetor foi posto em produção, daí observou-se uma produção de óleo com vazões consideráveis (Lacerda, 2000).

Esse método também é conhecido como “Huff and Puff”, “Steam Soak”, “Steam Stimulation”, ou ainda estimulação cíclica.

O mecanismo pode ser repetido diversas vezes. Cada ciclo consiste de três etapas distintas: fase de injeção, fase de fechamento (soaking) e fase de produção. A fase de injeção é uma etapa na qual uma quantidade de vapor previamente calculada é injetada com vazões na ordem de 160 m³/dia (1000 bpd), normalmente de forma rápida, e, geralmente, dura de dias a

semanas. Já a fase de “soaking” é o período posterior à injeção no qual o poço permanece fechado para permitir a condensação do vapor (*soaking*) e a transferência de calor latente para a rocha e para o óleo. Normalmente usa-se um fechamento de dois a dez dias. Por fim, a fase de produção: é o período posterior ao *soaking* no qual o poço é colocado em produção, durante meses ou anos. A Figura 2-3 ilustra, de forma esquemática, as fases do processo de injeção cíclica de vapor.

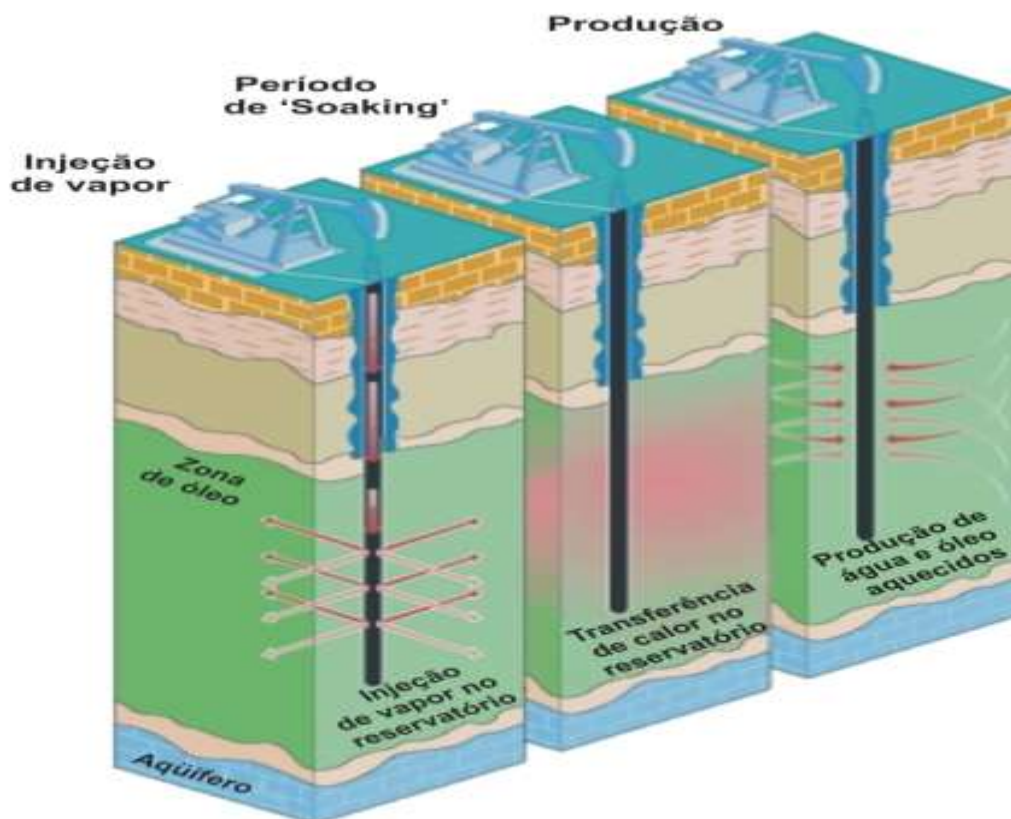


Figura 2-3 – Esquema da injeção cíclica de vapor (Sefton Resources Inc., 2010).

O mecanismo consiste essencialmente em reduzir a viscosidade do óleo ao redor do poço produtor por aumento da temperatura. Além disso, tem-se outros efeitos como a remoção de dano por arraste mecânico, aumento da permeabilidade por dissolução do cimento e dos próprios grãos que compõe a rocha, redução das tensões interfaciais, maior liberação do gás em solução, limpeza e alargamento das fraturas eventualmente existentes.

Como qualquer método de estimulação, a injeção cíclica exige que o reservatório tenha anteriormente pressão suficiente para expulsar o óleo. A fonte de pressão pode ser

qualquer, desde os mecanismos normais como gás em solução e aquífero, até a gravidade e a compactação de formações incosolidadas.

A resposta à injeção cíclica de vapor é variável de acordo com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção.

O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico seja alcançado na produção. Verifica-se que os ciclos posteriores perdem gradativamente seu rendimento. A Figura 2-4 mostra a queda vazão de óleo produzida em função do número de ciclos.

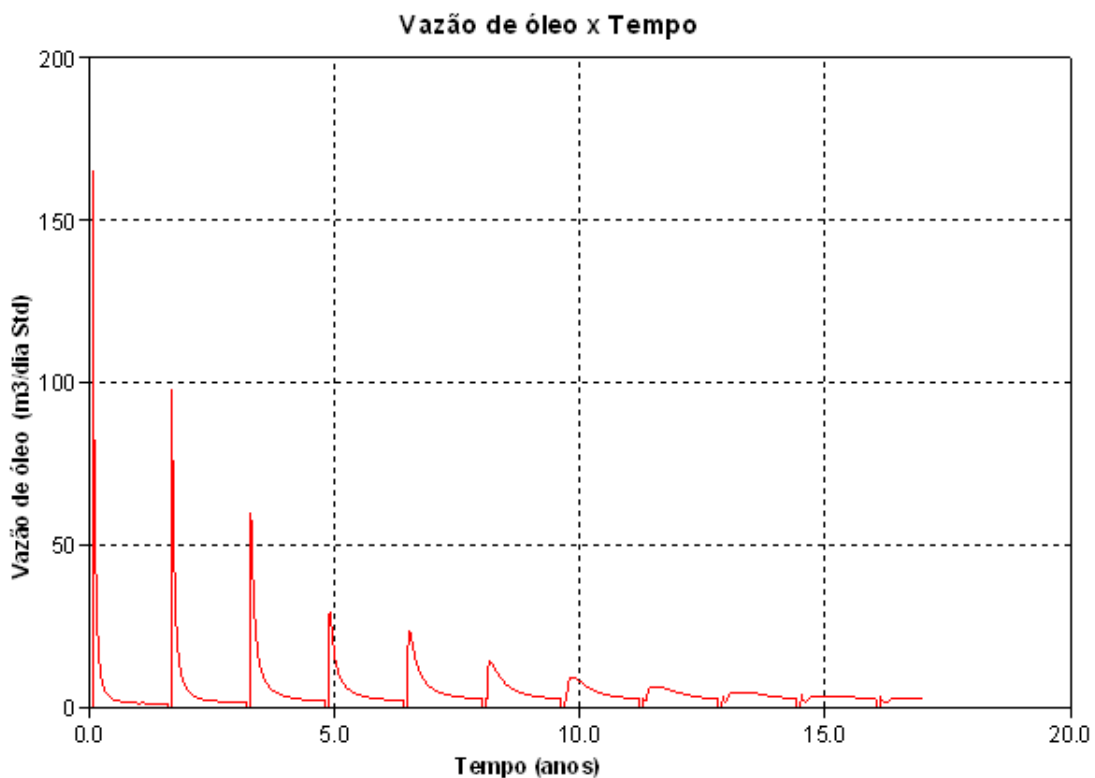


Figura 2-4– vazão de óleo em função da quantidade de ciclos.

Como fatores que reduzem a produtividade dos ciclos sucessivos, se destacam a depleção do reservatório, o aumento da saturação de água ao redor do poço, a excessiva

produção inicial de água que retarda o pico de óleo e a perda de calor em função da maior área aquecida.

A duração do período produtivo depende do mecanismo que foi mais acionado. Se foi apenas redução de viscosidade, o ciclo perde produção rapidamente, podendo durar de 2 a 6 meses. Geralmente acompanha a curva de queda de temperatura na cabeça do poço. Já se houver remoção de dano severo, e há pressão no reservatório, o efeito do ciclo pode durar anos.

A injeção cíclica de vapor é frequentemente usada em projetos de injeção contínua de vapor. Na maioria desses projetos a injeção de vapor começa com um programa de injeção cíclica e é posteriormente mudado para injeção contínua quando o programa cíclico torna-se marginal. A maior diferença entre a estimulação por injeção cíclica e a injeção contínua de vapor é que na injeção cíclica, o óleo deslocado torna-se e permanece aquecido à medida que flui para o poço produtor, ao passo que na injeção contínua o óleo deve passar através de regiões mais frias do reservatório até que o processo de injeção torne-se maduro.

Alguns parâmetros interferem nos ciclos. São eles: viscosidade, permeabilidade, saturação de óleo, pressão inicial, gás em solução, título do vapor e o tempo de “soaking”.

Quanto maior a viscosidade à frio, maior será a redução para um mesmo aumento de temperatura. Espera-se, portanto que ciclos em óleos muito viscosos sejam melhores que em óleos mais leves.

Quanto maior a permeabilidade, melhor. Entretanto, altas permeabilidades são próprias de arenitos inconsolidados, o que implica em produção de areia após ciclo.

Pressões muito baixas no reservatório são próprias para injeção contínua, mas não para ciclos de injeção. A injeção tanto cíclica quanto contínua simultânea em poço vizinho fornece fonte extra de pressão, que ajuda o poço cíclico em sua fase produtiva. Em grandes projetos, a sequência dos poços a serem estimulados deve obedecer a esse critério de proximidade.

O gás em solução funciona como fonte de energia expulsiva, portanto, quanto maior a razão de solubilidade (R_s), melhor. Entretanto, óleos muito pesados e altamente viscosos costumam ter baixo R_s . Atribui-se ao vapor a capacidade de liberar mais facilmente o gás em solução, devido ao aumento de temperatura, mas esse efeito está limitado à área aquecida e não atinge o reservatório completamente.

O tempo de *soaking* deve ser suficiente para condensar todo o vapor, liberando o calor latente. Quando o tempo é adequado, geralmente a pressão na cabeça é nula. O tempo não deve ser excessivo para não retardar o pico de óleo.

Um dos grandes problemas no processo de injeção de vapor é a perda de calor. A injeção de um fluido quente provoca a perda de calor para as adjacências pelo simples fato de que o calor sempre se transfere da temperatura mais alta para a mais baixa, de forma espontânea. A perda sempre existe, variando apenas o modo como ocorre e a intensidade, controlada pela presença ou ausência de isolantes. A perda de calor aumenta com a profundidade, por isso, a injeção de vapor é indicada para poços de até 900 m de profundidade.

2.1.3.7 Injeção Contínua

Este processo consiste na injeção de vapor, de forma contínua, em um ou mais poços, chamados poços injetores, deslocando o óleo até os poços produtores. Normalmente os poços são distribuídos em malhas regulares. A injeção contínua de vapor tem as denominações de “Steamflood” e “Steam Drive”.

No processo, 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. Na frente do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório (Rosa, 2006), conforme ilustra a Figura 2-5. O calor flui do poço injetor em direção ao poço produtor.

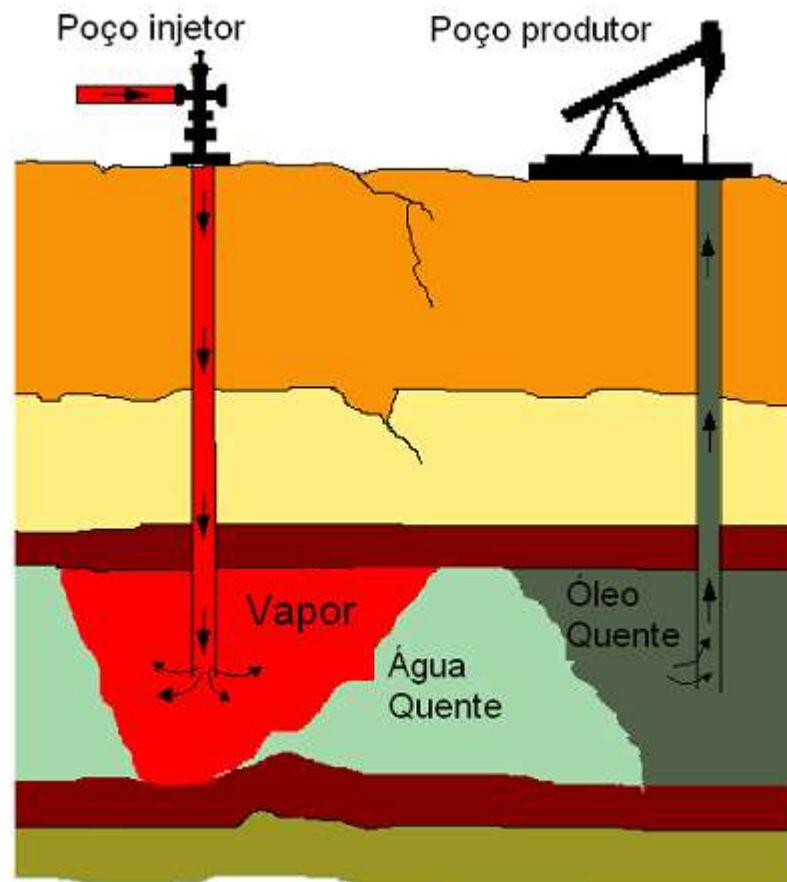


Figura 2-5– Esquema do mecanismo de injeção contínua de vapor (Sefton Resources Inc., 2010)

Reservatórios muito rasos não são normalmente indicados para injeção contínua, assim como não são indicados também para injeção cíclica. Isso porque a pressão de vapor que pode ser utilizada deve ser mantida baixa para evitar fraturamento.

As principais desvantagens da injeção contínua comparada com a cíclica são as seguintes:

- A razão óleo/vapor é mais baixa. Na injeção contínua é necessário aquecer uma área maior do reservatório, enquanto na estimulação cíclica, pelo menos nos primeiros ciclos, o aquecimento é confinado a uma região menor em torno do poço.
- Há um período de tempo mais longo antes de ter início uma produção significativa de óleo.
- Frequentemente a injeção contínua não é possível inicialmente por falta de comunicação de fluxo (Lacerda, 2000).

2.2 Simulação Numérica em Reservatórios

A simulação numérica é um dos métodos utilizados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever comportamento de um reservatório de petróleo. A complexidade do problema para a grande maioria das aplicações práticas impossibilita a obtenção de modelos analíticos e, a solução numérica aparece como melhor alternativa.

Os *simuladores numéricos de reservatórios* são geralmente conhecidos como *simuladores numéricos de fluxo*, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica.

Muitos simuladores de reservatório são baseados no método das diferenças finitas. Esse método se aplica na obtenção de soluções aproximadas para as equações ou sistemas de equações diferenciais não lineares, conduzidos pelos problemas complexos de engenharia de reservatórios.

Para realizar uma simulação de fluxo de fluidos no reservatório é necessário modelar o fluido contido nele, para conhecer o seu comportamento na jazida. Normalmente o modelo utilizado é o “*Black-oil*”, neste são consideradas três fases (água, óleo e gás) e três componentes (água, óleo, gás). Podem ser considerados também mais pseudocomponentes para o óleo e para o gás, isto para ter uma melhor caracterização do reservatório, sendo este modelo de fluidos chamado de *Composicional*.

O modelo “*Black-oil*” é o mais utilizado na simulação térmica; nesse caso, os componentes são agrupados em três pseudo-componentes para diminuir a matriz resultante do problema já que normalmente o número de componentes é muito grande. O tratamento matemático do modelo *Black-Oil* envolve funções da pressão e da temperatura do reservatório.

No modelo Composicional, o tratamento matemático considera não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso. Neste caso, a fase *óleo* não é mais admitida como sendo formada por um único componente, como no modelo *Black-oil*, mas sim pelos vários hidrocarbonetos que compõem o óleo, tais como C_1 , C_2 , C_3 , etc. (Rosa, 2006). O modelo composicional aumenta o número de equações a serem resolvidas na simulação numérica, e ainda deve considerar o equilíbrio das fases que estão presentes em cada componente,

aumentando em grande proporção o número de equações, elevando o nível de complexidade de resolução do método térmico.

Simular considerando o modelo de fluido multicomponentes poderia representar melhor a realidade, já que dentro do reservatório se tem inúmeras frações de óleo que no início de produção, o normal seria a produção dos óleos mais leves ficando para o final as frações mais pesadas, isto pelo incremento de temperatura no reservatório.

Uma desvantagem de utilizar modelos multicomponentes é o incremento no tempo de simulação.

2.3 Planejamento Experimental

A função básica de um bom planejamento consiste em projetar um experimento que seja capaz de fornecer exatamente o tipo de informação que se procura obter. Por isso, é preciso saber, antes de qualquer coisa, o que é mesmo que se está procurando, e que resposta deseja-se obter.

A primeira coisa que se deve fazer, ao se elaborar um planejamento de qualquer experimento, é decidir quais são os fatores e as respostas de interesse. Os fatores a serem analisados, geralmente são as variáveis que o pesquisador tem condições de manipular, podendo ser qualitativos ou quantitativos. Em alguns casos, num determinado experimento, existem fatores que podem interferir nas respostas, mas que não se tem condições de, ou não se estar interessado em, manipular.

As respostas são as variáveis de saída do sistema, nas quais se tem interesse, e que poderão ser afetadas por alterações provocadas nos fatores. Essas respostas podem ser qualitativas ou quantitativas (Barros Neto et al., 2001).

2.3.1 Planejamento fatorial

Para realizar um planejamento fatorial completo, deve-se realizar experimentos em todas as possíveis combinações dos níveis dos diferentes fatores. Pode ser usado como exemplo o efeito do fator temperatura em dois níveis, 50 °C e 90 °C, e o efeito do catalisador

em dois níveis A e B. Os experimentos realizados em todas as combinações possíveis de níveis dos fatores é um ensaio experimental. Havendo 2 níveis em um fator e 2 níveis no outro, como nesse exemplo, são necessários $2 \times 2 = 4$ ensaios diferentes e o planejamento é chamado de fatorial 2×2 . Para estudar o efeito de qualquer fator sobre uma dada resposta, precisa-se fazê-lo variar em pelo menos dois níveis diferentes, e observar o resultado que essa variação produz sobre a resposta. A variação dos fatores em dois níveis é o planejamento mais simples. Para k fatores, um planejamento completo de dois níveis exige a realização de $2 \times 2 \times 2 \times \dots \times 2 = 2^k$ ensaios diferentes, sendo chamado por isso de planejamento fatorial 2^k .

Por exemplo, a

Tabela 2.1 mostra o exemplo citado acima, que consiste em um planejamento fatorial 2^2 , para estudar o efeito da temperatura e do tipo de catalisador sobre o rendimento da reação (Barros Neto et al., 2001). Ao se utilizar o catalisador A, aumentando a temperatura de 40°C para 60°C (ensaios 1 e 2), o rendimento da reação aumenta de 59 % para 90 %, resultando num aumento de 31%. Já com o catalisador do tipo B (ensaios 3 e 4), o aumento da temperatura incrementa o rendimento em 14 % (de 54% para 68%). Pode-se observar que o aumento da temperatura oferece um efeito maior no rendimento comparado com a mudança de catalisador, portanto, é considerado o efeito principal do processo. Também se observa pelos resultados que o efeito do catalisador depende da temperatura. A 40°C (ensaio 1 e 3) verifica-se que ao mudar de catalisador, o rendimento diminui em 5%. A 60°C , o rendimento diminui em 22 %. Com isso, observa-se que o efeito de uma variável depende da outra variável. Neste caso, diz-se que as variáveis interagem e o valor do efeito de interação pode ser calculado.

Tabela 2.1– Planejamento 2^2 do estudo do efeito da temperatura e do catalisador no rendimento de uma reação.

Ensaio	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Catalisador	Rendimento médio (%)
1	40	A	59
2	60	A	90
3	40	B	54
4	60	B	68

O efeito principal da temperatura é definido pela média dos efeitos da temperatura nos dois níveis do catalisador. Representando esse efeito pela letra T, e considerando \bar{y}_i a resposta média observada no i-ésimo ensaio, pode-se escrever a equação (2.3):

$$T = \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1) + (\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} \quad (2.3)$$

$$T = \frac{(90 - 59) + (68 - 54)}{2} = 22,5\%$$

Este valor mostra que o rendimento da reação aumenta 22,5%, em média, quando a temperatura passa de seu nível inferior (40°C) para o seu nível superior (60°C). Mas esta conclusão não está completa, pois pelo que foi observado anteriormente, o catalisador interage com a temperatura, logo é necessário interpretar os efeitos dos fatores em conjunto.

Nos planejamentos de dois níveis podem ser identificados os níveis superior e inferior com os sinais (+) e (-) respectivamente. Com esta nova notação pode ser observado na

Tabela 2.1 que os ensaios 2 e 4 estão no nível máximo (+) e os ensaios 1 e 3 no nível mínimo (-). O uso desses sinais também pode ser feito para os níveis dos fatores qualitativos, e neste exemplo o nível máximo (+) corresponde ao catalisador B. A escolha é arbitrária, e não afeta os resultados. Com isso, a equação (2.3) pode ser reescrita como uma diferença entre duas médias nos níveis máximos e mínimos:

$$T = \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.4)$$

$$T = \bar{y}_+ - \bar{y}_- \quad (2.5)$$

A equação (2.5) é válida para o cálculo de qualquer efeito principal de um planejamento experimental de dois níveis.

Para o cálculo do efeito do catalisador será utilizada uma analogia à equação (2.5):

$$C = \bar{y}_+ - \bar{y}_-$$

$$C = \frac{(\bar{y}_3 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_2)}{2} \quad (2.6)$$

$$C = -13,5\%$$

Pode ser observado que o efeito do catalisador é negativo o que significa que quando se troca o catalisador A pelo catalisador B, o rendimento da reação cai 13,5% em média.

Caso não houvesse interação, o efeito da temperatura deveria ser idêntico para qualquer catalisador, mas já foi observado que não é assim, por isso há necessidade de avaliar a interação entre os dois fatores.

Usando TxC para representar a interação dos efeitos, é possível escrever:

$$TxC = \frac{(\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1)}{2} = \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.7)$$

$$TxC = TC = \frac{14 - 31}{2} = -8,5\%$$

As equações (2.4), (2.6) e (2.7) mostram que para calcular qualquer efeito se usam todas as respostas observadas. Cada efeito é a diferença de duas médias, metade das observações contribui para uma das médias, e a metade restante aparece na outra média. Esta característica é importante nos planejamentos fatoriais de dois níveis (Barros Neto et. al., 2001).

Os efeitos podem ser analisados diretamente usando o diagrama de Pareto. Neste tipo de esquematização podem ser observadas diretamente a influência de todos os parâmetros, e comparar-se um em relação ao outro. Usando esta ferramenta também é possível ver diretamente se o fator é ou não significativo na resposta e se a influência da variável é ou não positiva na função objetivo.

Na figura Figura 2-6, se observa um exemplo do uso do diagrama de Pareto. Nesta figura é possível observar o seguinte:

1. A função objetivo: DV: Np 5 anos, esta é a resposta que é influenciada por cada fator variado na análise;
2. Do lado direito do gráfico, no eixo “y” ou vertical: as variáveis analisadas;
3. No eixo “x” ou horizontal: o efeito padronizado de cada variável, ou seja, o efeito absoluto calculado, como foi mostrado na equação (2.5) dividido pelo erro padrão do efeito. Se o valor é positivo significa que um incremento no nível da variável (ex. de -1 para +1) aumenta o valor da função objetivo; um valor negativo indica o contrário;
4. No eixo “x” a linha onde está o valor “p = 0,05”: indica que os efeitos são significativos na resposta com 95 % de confiança;
5. O comprimento da barra mostra a influência do fator graficamente;

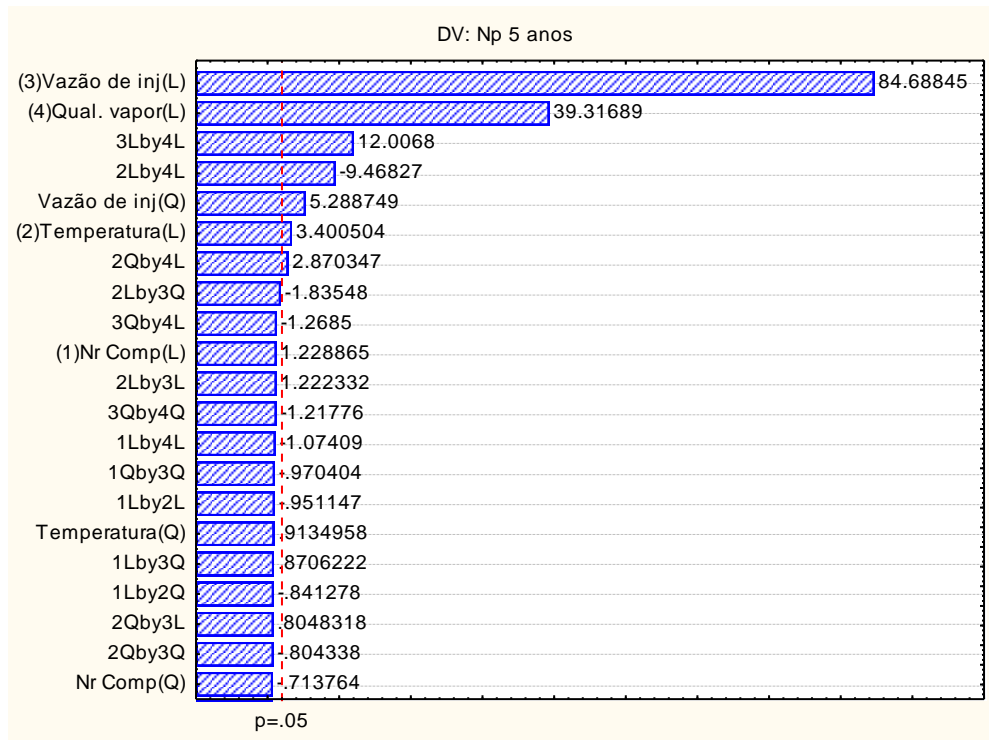


Figura 2-6 – Diagrama de Pareto.

Já se encontram no mercado diferentes programas computacionais que permitem o cálculo dos efeitos principais e da interação entre duas ou três variáveis. Estes programas têm surgido devido a necessidade de eliminar o erro humano ao trabalhar com uma quantidade muito elevada de dados e respostas.

Neste trabalho, será utilizado na análise dos efeitos principais e suas interações um programa que permite fazer os cálculos estatísticos, gráficos e procedimentos para manipular experimentos com a finalidade de analisar dados e respostas de diferentes sistemas, dentre eles os de aplicação em engenharia.

Os parâmetros ou fatores envolvidos no processo podem ser analisados por uma metodologia de análise conhecida como superfícies de resposta (ou RSM – Response Surface Methodology) que é uma técnica de otimização baseada em planejamentos fatoriais introduzida por G. E. P. Box nos anos cinquenta, e desde então tem sido usada com grande sucesso na modelagem de diversos processos industriais. Este método possui duas etapas distintas – modelagem e deslocamento -, que são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, com o objetivo de atingir uma região ótima da superfície investigada. A modelagem é normalmente feita ajustando-se modelos simples, que podem ser lineares ou

quadráticos, a respostas obtidas com planejamentos fatoriais. O deslocamento se dá sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais considerada.

Capítulo 3

Estado da Arte

3 Estado da Arte

Nesse capítulo será realizada uma contextualização histórica dos principais trabalhos publicados envolvendo injeção de vapor e sistemas composicionais.

Aziz *et al.* (1987) realizaram um estudo de comparação e validação entre simuladores comerciais em problemas de injeção cíclica e contínua de vapor, utilizando os modelos “*Black-oil*” e composicionais em diferentes ciclos. Para isso foram elaborados três problemas: injeção cíclica de vapor em um reservatório de óleo utilizando o modelo “*Black-oil*”, deslocamento de óleo por vapor utilizando o modelo “*Black-oil*” e deslocamento por vapor de um óleo consistindo de dois componentes voláteis e um componente não-volátil. Embora os resultados, que são de importância para o ponto de vista prático, apresentem uma boa concordância, tais aplicações, nos diferentes modelos de simulação geraram diferentes respostas nos parâmetros estudados. As diferenças entre os resultados apresentados para o mesmo problema pode ser resultado de uma variedade de razões: a manipulação de poços, processos de seleção de interações, procedimento de cálculo de perdas de calor, possíveis erros no programa e erros nos dados de entrada. Os resultados encontrados serviram para o desenvolvimento de novos modelos e a otimização do desempenho de simuladores de reservatórios existentes.

Farouq Ali e Tamin (1995) apresentaram um modelo matemático, envolvendo técnicas analíticas para previsão do desempenho da injeção cíclica de vapor. O modelo computacional é baseado em fraturas aquecidas, acoplados com o fluxo de fluidos – ambos durante a injeção de vapor e produção de óleo e água. Duas situações, envolvendo diferentes geometrias de fluxo, suportando o fluxo real no campo são consideradas. Um novo modelo analítico é proposto, o qual usa uma simples equação linear de fluxo por drenagem gravitacional. O modelo também inclui o efeito da condutividade horizontal de calor. Os autores concluíram que o novo modelo descreve adequadamente o fluxo de fluido e calor no reservatório. Esse modelo fornece um meio rápido de avaliação das operações de injeção cíclica de vapor, otimização e análise de sensibilidade.

Liu (2001) apresentou uma série de tecnologias, incluindo uma técnica de regressão automática, melhor regime de agrupamento de componentes (prevê o comportamento de fase do sistema de agrupamento o mais próximo do previsto para o sistema original), e um processo automático de caracterização de fluido do reservatório, para reduzir o número de

componentes necessários para caracterizar um reservatório de fluido através de uma equação de estado. Verificou que o tempo de simulação de um modelo de reservatório composicional pode ser bastante reduzido sem diminuir a precisão dos dados iniciais de laboratório avaliados. As aplicações indicaram que uma economia de tempo significativa foi conseguida usando menos componentes para o modelo de processos de produção do reservatório, enquanto o desempenho previsto do reservatório era equivalente ao obtido usando muito mais componentes.

Bragança (2002) analisou a sensibilidade do escoamento de fluidos, frente aos parâmetros termodinâmicos de fluidos de reservatórios, bem como, apresentou uma metodologia de caracterização que se adéque às características particulares dos óleos pesados da Bacia Potiguar. Para isso foram utilizadas algumas amostras de óleo pesado da bacia Potiguar, onde se executou uma análise crítica da validação das amostras e acuidade dos resultados de parâmetros experimentais. Os experimentos de caracterização termodinâmica e de modelagem composicional foram realizados a partir da análise da PVT do óleo, feita em laboratório. Para esse trabalho, utilizou-se o simulador do tipo térmico-composicional denominado Stars da Computer Modelling Group (CMG). As simulações de PVT foram realizadas com o simulador Winprop, também da CMG. Na verificação da relevância das frações de C_2 - C_{19} , os resultados mostraram que embora os componentes intermediários estejam presentes em frações reduzidas, estes são necessários para a modelagem do fluido. A análise de agrupamentos foi realizada em duas etapas. A primeira etapa com agrupamentos considerando os componentes de C_1 - C_{20+} e a outra etapa considerou a divisão do C_{20+} em componentes até o C_{44+} . Para os agrupamentos de C_1 - C_{20+} , observou-se que não houve variação no comportamento do escoamento devido à variação no número de pseudocomponentes. Na divisão do C_{20+} em componentes até C_{44+} observou-se que a similaridade do comportamento do envelope P-T, como também do comportamento de produção, está limitado à temperatura de 200°C.

Queiroz (2005) realizou um estudo sobre a otimização da injeção cíclica de vapor. Para isso, foi criado um modelo de reservatório homogêneo, em coordenadas cilíndricas, com características do nordeste brasileiro. Nesse estudo, foi analisada a influência dos parâmetros de reservatório tais como: viscosidade do óleo, permeabilidade da rocha, espessura do reservatório, presença de aquífero e de barreira de transmissibilidade, e dos parâmetros operacionais: cota de injeção, qualidade do vapor, tempo de “soaking” e tempo de injeção, a fim de se estudar o número ideal de ciclos para se ter viabilidade econômica no método de

recuperação e, conseqüentemente a otimização do processo. O efeito que mais influenciou no processo foi a espessura do reservatório e os de menor influência foram o tempo de injeção e a qualidade do vapor. Já o tempo de *soaking* não teve influência significativa no fator de recuperação.

Rodrigues (2008) realizou um estudo sobre a influência da segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor. Foi analisada, através de uma simulação numérica, a sensibilidade dos parâmetros da rocha-reservatório e operacionais, bem como suas respectivas influências no processo. Um estudo de viabilidade técnico-econômica foi realizado, levando em consideração os altos custos dessas soluções operacionais apresentadas em relação à receita adicional gerada por essas mudanças. Dos resultados encontrados, verificou-se que a permeabilidade, a espessura da zona de óleo, e viscosidade foram os parâmetros que mais influenciaram na segregação gravitacional. O aumento da permeabilidade e da espessura da zona de óleo aumenta a segregação gravitacional e também o fator de recuperação.

Vasantharajan *et al.* (2009) realizaram um estudo sobre o desempenho da injeção cíclica de vapor usando poço horizontal. Nesse estudo, a solução de uma formulação semi-analítica foi comparada com os resultados de um simulador numérico térmico da CMG (Computer Modelling Group), STARS. Os resultados estão em grande concordância com os resultados obtidos pelo simulador de reservatórios. Estudo de sensibilidade para otimização de comprimento (extensão) do poço, drenagem gravitacional, pressão de fundo do poço e vazão de injeção do vapor foram realizados com o modelo. Os resultados do modelo criado mostraram que a recuperação de óleo por drenagem gravitacional para a injeção cíclica de vapor em um poço horizontal pode ser significativa. Um estudo de casos para a otimização da injeção cíclica de vapor tem sido apresentado para validar a eficácia do modelo proposto.

Bautista (2010) estudou o processo de drenagem gravitacional assistida por gás modelando fluidos multicomponentes. Realizou uma análise da influência dos parâmetros sobre o fator de recuperação, tais como a injeção de gás, a vazão de injeção, a localização do poço produtor e injetor. O modelo do óleo do reservatório era composto por 9 pseudocomponentes, modelado no programa computacional Winprop da CMG. Foi testada a injeção de CO₂ e gás natural, onde este era composto por 3 pseudocomponentes. O modelo de reservatório utilizado possui características dos campos de óleo leve do Brasil. A simulação do processo foi realizada através do simulador GEM da CMG. Os resultados mostraram que o incremento do espaçamento vertical entre os poços produtor e injetor provocou um aumento

no fator de recuperação. Para maiores vazões de injeção, obtiveram-se maiores fatores de recuperação. O gás natural apresentou um melhor desempenho comparado ao CO₂.

Capítulo 4

Materiais e métodos

4 Materiais e métodos

Esse capítulo descreve o programa utilizado nas simulações, o modelo de reservatório usado, os parâmetros estudados, os modelos composicionais analisados e a metodologia envolvida na realização das simulações e análise dos resultados.

4.1 Programa utilizado

Foram utilizados os programas STARS (Steam Thermal Reservoirs Simulation) e WINPROP da CMG (Computer Modelling Group) para a realização desse trabalho. O primeiro é um simulador trifásico de múltiplos componentes, desenvolvido com o propósito de simular recuperações térmicas de óleo. Este programa permite a simulação de modelos de reservatórios em uma, duas e em três dimensões, permitindo também a análise dos modelos em coordenadas cartesianas, cilíndricas e de pontos de esquina (“corner point”), este último se refere ao uso de coordenadas de cada ponto do bloco a ser estudado.

O outro programa do grupo CMG, utilizado para projetar o modelo de fluido, foi o WINPROP. Esse programa utiliza equações de estado para caracterização de fluidos. Usando este software é possível modelar o óleo presente no reservatório para que se aproxime à PVT original, através de diferentes agrupamentos dos componentes do óleo e do gás, para isto podem ser utilizados dados experimentais da PVT.

4.2 Modelagem do Reservatório e dos fluidos

4.2.1 Modelo do reservatório

Para o estudo da injeção cíclica, próximo ao poço, o sistema mais indicado é o de coordenadas cilíndricas, já que a injeção de vapor e a produção de óleo ocorrem no mesmo poço e as dimensões são baseadas em malhas de campos reais. Para o problema, o modelo físico utilizado foi um cilindro circular com 25 metros de altura (sendo 20 metros a zona de óleo e 5 metros a zona de água), a uma profundidade de 200 metros medida a partir do topo do reservatório e 80 metros de raio, com o poço injetor localizado no centro do reservatório. A Figura 4-1 ilustra esse modelo físico.

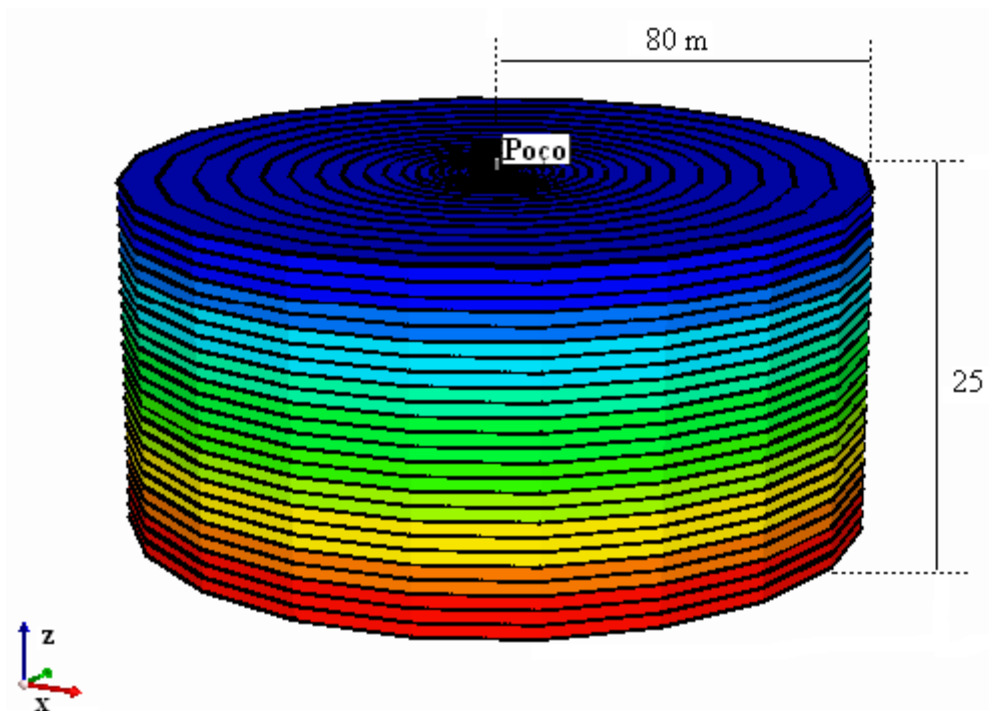


Figura 4-1– Modelo cilíndrico de reservatório.

Os blocos das malhas possuem tamanhos de 1 a 8m na direção “x”, sendo o modelo refinado na região do poço, e dimensão 1 m na direção “z”.

Os parâmetros de reservatório adotados na construção desse modelo são semelhantes aos encontrados no nordeste brasileiro, tais como: porosidade, permeabilidade, profundidade do reservatório, temperatura inicial e pressão de referência entre outros. Estes parâmetros estão ilustrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1– Parâmetros do reservatório do modelo base utilizado na simulação.

Parâmetros de reservatório	Valor
Temperatura (°C)	38
Pressão de referência (kPa) @ 200m	1912,3
Profundidade do reservatório (m)	200
Contato água/óleo (m)	220
Espessura da zona de água (m)	5
Espessura da zona de óleo (m)	20
Porosidade inicial (%)	30
Permeabilidade horizontal (mD)	1000
Permeabilidade vertical (mD)	100

4.2.2 Modelagem dos fluidos

O óleo utilizado nas simulações tem características semelhantes às encontradas em reservatórios da Bacia Potiguar. A viscosidade do óleo estudado é de 950 cP na temperatura de 38°C e o °API = 16. Foi criado um modelo de sistemas multicomponentes no qual o componente mais pesado, C₂₀₊, possui uma fração molar de 71,58%. A densidade relativa do gás é de 0,7010, a densidade relativa do C₂₀₊ é de 0,9763 e o peso molecular do C₂₀₊ é igual a 543 kg/kg mol.

As frações molares de todos os componentes presentes no modelo de fluido, estão representadas na Tabela 4.2. Esse modelo foi considerado o modelo original.

Tabela 4.2– Fração molar original dos hidrocarbonetos presentes no fluido.

Componentes	Fração molar (%)	Componentes	Fração molar (%)
C ₁	10,63	C ₁₀	0,12
C ₂	0,18	C ₁₁	0,63
C ₃	0,27	C ₁₂	0,73
IC ₄	0,10	C ₁₃	1,39
NC ₄	0,13	C ₁₄	2,06
IC ₅	0,04	C ₁₅	2,73
NC ₅	0,05	C ₁₆	1,41
C ₆	0,05	C ₁₇	2,15
C ₇	0,07	C ₁₈	1,53
C ₈	0,10	C ₁₉	4,03
C ₉	0,04	C ₂₀₊	71,58

Para realizar a análise dos multicomponentes, os componentes do óleo foram agrupados em diferentes sistemas, para diminuir o número de componentes, mas continuar a representar o óleo no reservatório. Os agrupamentos, bem como o número de pseudocomponentes e as respectivas frações molares estão representados na Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5.

Tabela 4.3 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos: “Black-oil”, “Lumping 01”, “Lumping 02” e “Lumping 03”.

Agrupamentos	Pseudocomponentes	Fração molar (%)
(“Black-oil”) 2 componentes	C ₁ a C ₃	11,07
	IC ₄ a C ₂₀₊	88,93
(Lumping 01) 7 pseudocomponentes	C ₁	10,62
	C ₂ a C ₃	0,45
	IC ₄ a NC ₅	0,32
	C ₆ a C ₁₁	1,01
	C ₁₂ a C ₁₅	6,90
	C ₁₆ a C ₁₉	9,11
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping 02) 8 pseudocomponentes	C ₁	10,62
	C ₂ a C ₃	0,45
	IC ₄ a NC ₄	0,23
	IC ₅ a NC ₅	0,09
	C ₆ a C ₁₀	0,38
	C ₁₁ a C ₁₄	4,81
	C ₁₅ a C ₁₉	11,84
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping 03) 10 componentes	C ₁	10,62
	C ₂	0,18
	C ₃	0,27
	IC ₄	0,10
	NC ₄	0,13
	IC ₅ a C ₇	0,21
	C ₈ a C ₁₁	0,89
	C ₁₂ a C ₁₅	6,90
	C ₁₆ a C ₁₉	9,11
	C ₂₀₊	71,58

Tabela 4.4 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos: “Lumping 04”, “Lumping 05”, “Lumping 06” e “Lumping 07”.

Sistemas	Pseudocomponentes	Fração molar (%)
(Lumping 04) 9 componentes	C ₁	10,62
	C ₂	0,18
	C ₃	0,27
	IC ₄ a NC ₄	0,23
	IC ₅ a NC ₅	0,09
	C ₆ a C ₉	0,26
	C ₁₀ a C ₁₄	4,93
	C ₁₅ a C ₁₉	1,18
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping 05) 11 componentes	C ₁	10,62
	C ₂	0,18
	C ₃	0,27
	IC ₄	0,10
	NC ₄	0,13
	IC ₅	0,04
	NC ₅	0,05
	C ₆ a C ₁₀	0,38
	C ₁₁ a C ₁₅	7,53
	C ₁₆ a C ₁₉	9,11
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping 06) 9 componentes	C ₁	10,62
	C ₂	0,18
	C ₃	0,27
	IC ₄ a NC ₄	0,23
	IC ₅ a NC ₅	0,09
	C ₆ a C ₉	0,26
	C ₁₀ a C ₁₃	2,86
	C ₁₄ a C ₁₉	13,90
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping 07) 4 componentes	C ₁ -C ₂	10,80
	C ₃ -NC ₄	0,50
	IC ₅ -C ₁₉	17,12
	C ₂₀₊	71,58

Tabela 4.5 – Agrupamentos, pseudocomponentes e frações molares de cada pseudocomponente dos agrupamentos “Lumping 08” e “Lumping C40”.

Sistemas	Pseudocomponentes	Fração molar (%)
(Lumping 08) 5 componentes	C ₁ -C ₂	10,80
	C ₃ -NC ₄	0,50
	IC ₅ -C ₇	0,21
	C ₈ -C ₁₉	16,91
	C ₂₀₊	71,58
(Lumping C40) 12 componentes	C ₁ a C ₂	10,80
	C ₃ a NC ₄	0,50
	IC ₅ a NC ₅	0,09
	C ₆ a C ₇	0,12
	C ₈ a C ₁₀	0,26
	C ₁₁ a C ₁₅	7,53
	C ₁₆ a C ₁₉	9,11
	C ₂₀ a C ₂₅	19,11
	C ₂₆ a C ₃₀	11,96
	C ₃₁ a C ₃₅	9,24
	C ₃₆ a C ₃₉	5,85
	C ₄₀₊	25,42

Para uma melhor análise, alguns agrupamentos foram reunidos em três sistemas diferentes. Esses sistemas com os devidos agrupamentos e número de pseudocomponentes podem ser vistos nas Tabela 4.6, Tabela 4.7 e Tabela 4.8.

Tabela 4.6 – Sistema 01, composto pelos Lumping 07, Lumping 01 e Lumping 05.

	Componentes	Fração Molar	Lumping 07	Lumping 01	Lumping 05
Modelo Base 100%	C ₁	0.0991			
	C ₂	0.0018			
	C ₃	0.0027			
	IC ₄	0.001			
	NC ₄	0.0013			
	IC ₅	0.0004			
	NC ₅	0.0005			
	C ₆	0.0005			
	C ₇	0.0007			
	C ₈	0.001			
	C ₉	0.0004			
	C ₁₀	0.0012			
	C ₁₁	0.0063			
	C ₁₂	0.0073			
	C ₁₃	0.0139			
	C ₁₄	0.0206			
	C ₁₅	0.0273			
	C ₁₆	0.0141			
	C ₁₇	0.0215			
	C ₁₈	0.0153			
C ₁₉	0.0403				
C ₂₀₊	0.7158				
Expansão C₂₀₊ 71.60%	C _{20-C₂₅}	0.1911			
	C _{26-C₃₀}	0.1196			
	C _{31-C₃₅}	0.0924			
	C _{36-C₃₉}	0.0585			
	C ₄₀₊	0.2542			
Número de pseudocomponentes			4	7	11

Tabela 4.7 – Sistema 02, composto pelos Lumping 08, Lumping 01 e Lumping 06.

	Componentes	Fração Molar	Lumping 08	Lumping 01	Lumping 06
Modelo Base 100%	C ₁	0.0991			
	C ₂	0.0018			
	C ₃	0.0027			
	IC ₄	0.001			
	NC ₄	0.0013			
	IC ₅	0.0004			
	NC ₅	0.0005			
	C ₆	0.0005			
	C ₇	0.0007			
	C ₈	0.001			
	C ₉	0.0004			
	C ₁₀	0.0012			
	C ₁₁	0.0063			
	C ₁₂	0.0073			
	C ₁₃	0.0139			
	C ₁₄	0.0206			
	C ₁₅	0.0273			
	C ₁₆	0.0141			
	C ₁₇	0.0215			
	C ₁₈	0.0153			
C ₁₉	0.0403				
C ₂₀₊	0.7158				
Expansão C₂₀₊ 71.60%	C ₂₀ -C ₂₅	0.1911			
	C ₂₆ -C ₃₀	0.1196			
	C ₃₁ -C ₃₅	0.0924			
	C ₃₆ -C ₃₉	0.0585			
	C ₄₀₊	0.2542			
Número de pseudocomponentes			5	7	9

Tabela 4.8 – Sistema 03, composto pelo “Black-oil”, Lumping 01 e Lumping C40.

	Componentes	Fração Molar	“Black-oil”	Lumping 01	Lumping C40
Modelo Base 100%	C ₁	0.0991			
	C ₂	0.0018			
	C ₃	0.0027			
	IC ₄	0.001			
	NC ₄	0.0013			
	IC ₅	0.0004			
	NC ₅	0.0005			
	C ₆	0.0005			
	C ₇	0.0007			
	C ₈	0.001			
	C ₉	0.0004			
	C ₁₀	0.0012			
	C ₁₁	0.0063			
	C ₁₂	0.0073			
	C ₁₃	0.0139			
	C ₁₄	0.0206			
	C ₁₅	0.0273			
	C ₁₆	0.0141			
	C ₁₇	0.0215			
	C ₁₈	0.0153			
C ₁₉	0.0403				
C ₂₀₊	0.7158			XXXXXX	
Expansão C₂₀₊ 71.60%	C ₂₀ -C ₂₅	0.1911			
	C ₂₆ -C ₃₀	0.1196			
	C ₃₁ -C ₃₅	0.0924			
	C ₃₆ -C ₃₉	0.0585			
	C ₄₀₊	0.2542			
Número de pseudocomponentes			2	7	12

4.3 Parâmetros operacionais do processo de injeção cíclica de vapor

Os dados das condições de operação estão ilustrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - condições de operação no processo de injeção cíclica de vapor.

Parâmetro	Valor
Temperatura do vapor (°C)	288
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196
Pressão máxima no poço injetor (kPa)	7200
Vazão máxima de produção de líquido (ton/d)	500
Vazão máxima de vapor injetado (ton/d)	200
Título do vapor	0,65

O mapa de saturações iniciais de óleo, em uma secção transversal do reservatório obedecendo o equilíbrio gravitacional, está representado na Figura 4-2. A saturação inicial média de óleo é de 0,45 no reservatório, sendo 0,696 o valor máximo nas primeiras camadas da zona de óleo e 0,0001 como valor mínimo na zona de água, localizada nas últimas camadas. As pressões capilares em função da saturação de água podem ser vistas na Figura 4-3.

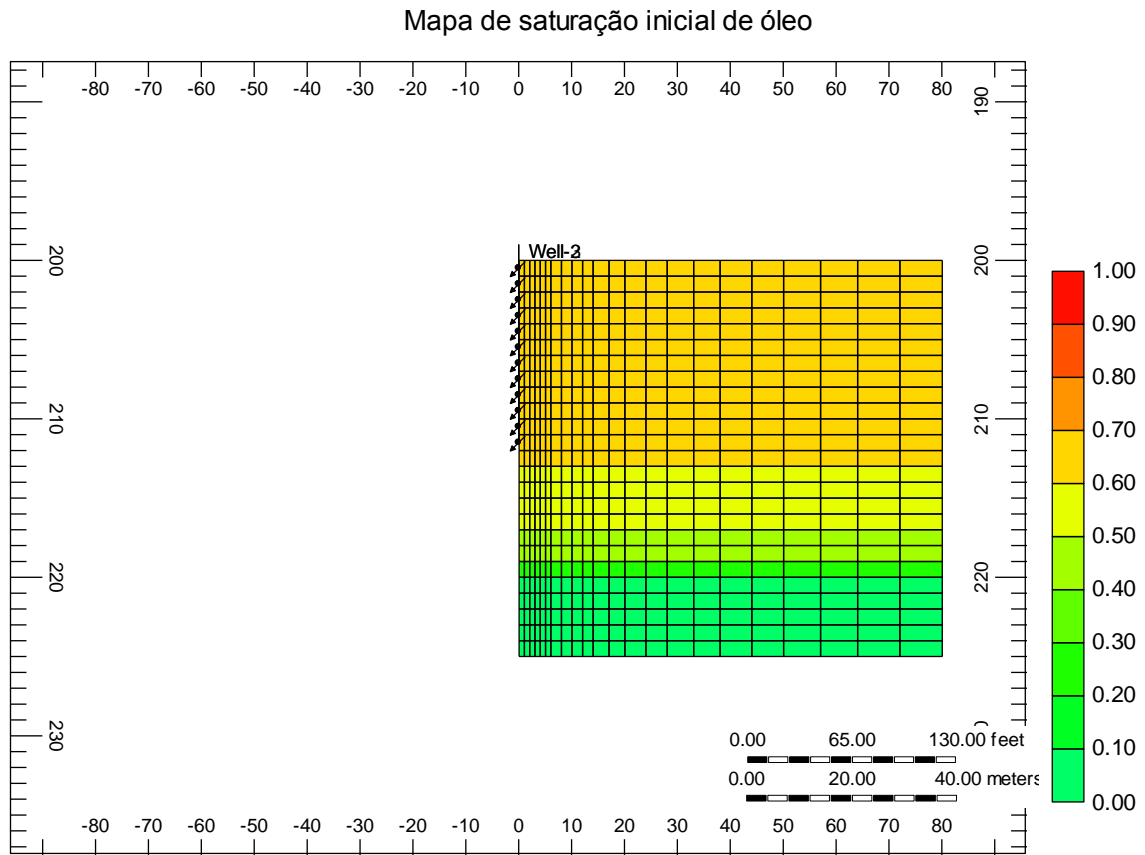


Figura 4-2– Mapa de saturação inicial de óleo no modelo base.

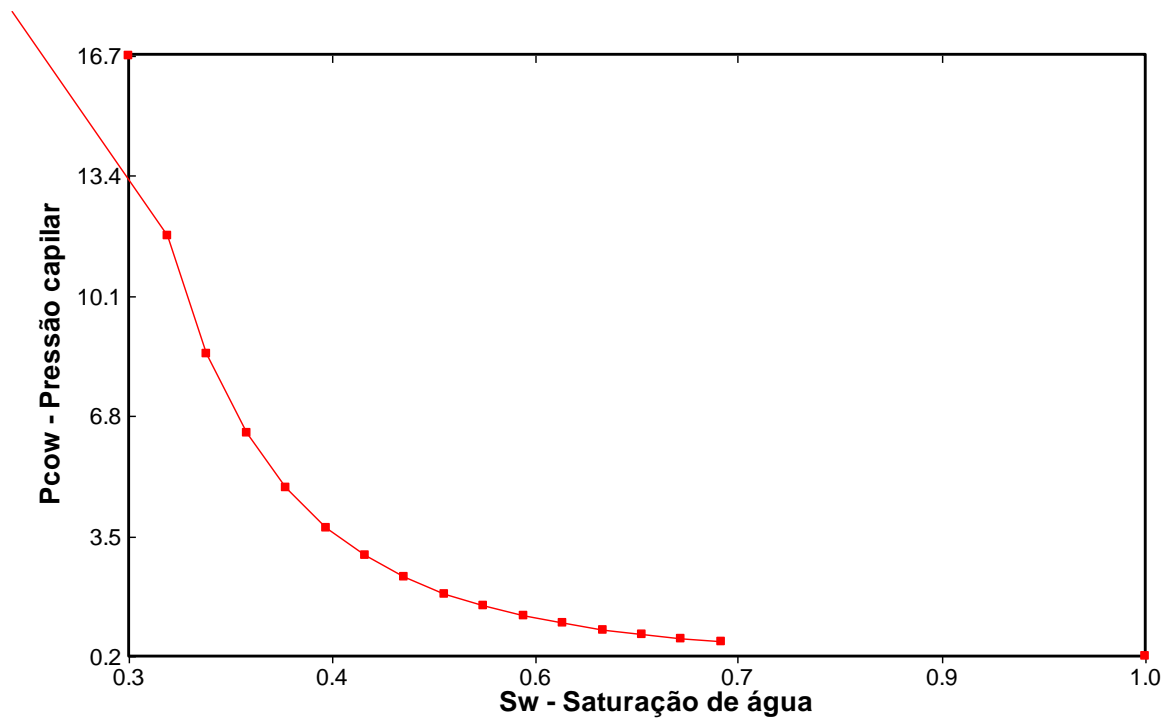


Figura 4-3 – Pressão capilar versus Saturação de água.

4.4 Metodologia do trabalho

Para cada sistema multicomponente foi verificada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (vazão de injeção de fluidos, qualidade do vapor e pressão de injeção) sobre a produção acumulada de óleo, vazão de óleo e o fator de recuperação. Verificou-se também a influência do número de pseudocomponentes sobre a produção acumulada, fator de recuperação, vazão de óleo e tempo de simulação. O trabalho foi realizado nas seguintes etapas:

- 1) Ajuste do modelo PVT: o modelo original PVT foi ajustado utilizando o programa computacional Winprop da CMG;
- 2) Criação de diferentes agrupamentos de pseudocomponentes (Lumpings): Estes foram realizados a partir do modelo original de fluidos (Tabela 4.2), utilizando o Winprop;
- 3) Ajustes do diagrama PT e da viscosidade para cada agrupamento de acordo com o modelo de fluido original;
- 4) Criação do modelo “*Black-oil*”: foi criado um modelo com os componentes gás e óleo, utilizando o Winprop;
- 5) Construção de um modelo de reservatório: utilizando o módulo “Builder” da CMG, foi realizado o modelo de reservatório com características do Nordeste brasileiro conforme a Figura 4-1 e a Tabela 4.1;
- 6) Análise de sensibilidade: foi realizada uma análise de sensibilidade com os parâmetros operacionais, a fim de verificar que parâmetros influenciam na resposta do sistema;
 - a) Os parâmetros analisados e os valores mínimos e máximos estão representados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10– Níveis estudados nos parâmetros operacionais.

Níveis	(-1)	0	(+1)
Temperatura do vapor (°C) @ pressão máxima no poço injetor (kPa)	249 @ 3900	288 @ 7200	352 @ 17200
Pressão máxima no poço injetor (kPa)	3900	7200	17200
Vazão de vapor injetado (ton/d)	100	200	300
Título do vapor	0,40	0,65	0,90

- b) Além desses parâmetros também foi analisada a influência dos diferentes agrupamentos.
- 7) Discussão dos resultados;
- 8) Apresentação do trabalho.

Capítulo 5

Resultados e discussões

5 Resultados e discussões

Nesse capítulo são mostrados os principais resultados obtidos no estudo. Inicialmente é mostrado o aumento da produção devido à injeção cíclica de vapor no processo. Depois são mostrados os ajustes PVT com os dados experimentais e as análises de sensibilidades realizadas para os diferentes sistemas multicomponentes.

5.1 Comparação da produção primária com a injeção de vapor para o modelo “Black-oil”

Foi realizada uma simulação numérica no período de 15 anos com a finalidade de se comparar os fatores de recuperação com e sem injeção cíclica de vapor, utilizando o modelo base do “Black-oil” (Tabela 4.3). A Figura 5-1 ilustra a comparação do fator de recuperação de óleo, em 15 anos de produção, entre a recuperação primária e os ciclos de injeção de vapor.

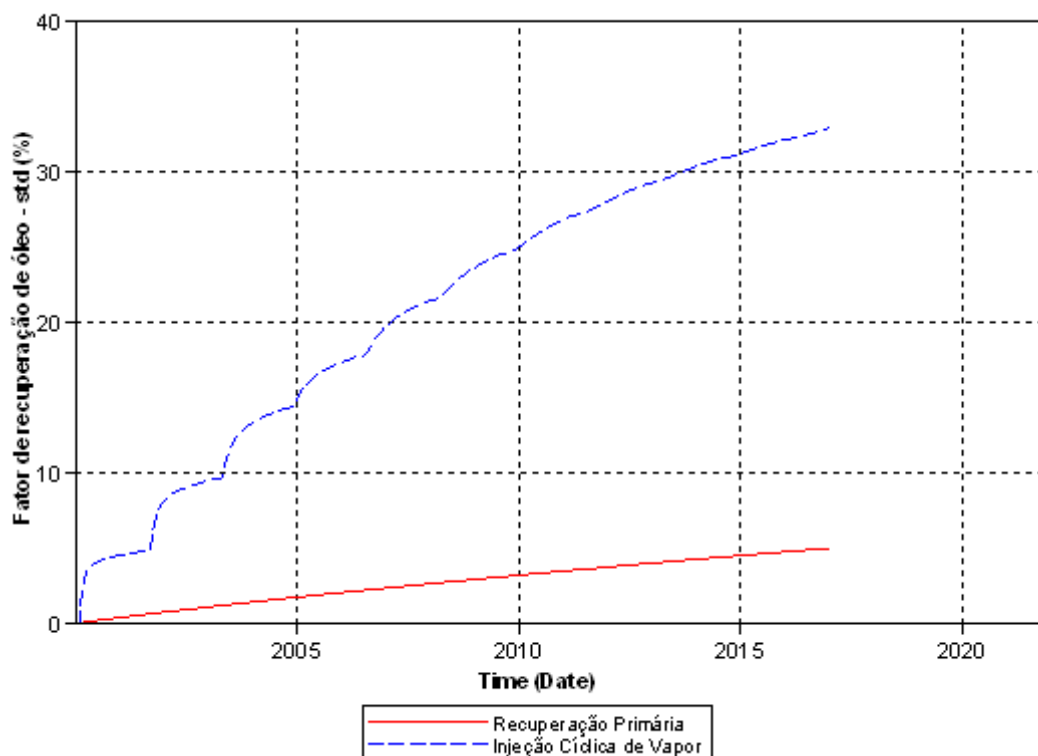


Figura 5-1– Fator de recuperação de óleo da produção primária e utilizando a injeção cíclica de vapor.

Verifica-se que o fator de recuperação de óleo sem a injeção cíclica de vapor (curva avermelhada) apresentou um valor em torno de 5%, enquanto que, para o processo com injeção de vapor (curva azul-tracejada) o fator de recuperação foi em torno de 32%. Isto mostra que utilizar o processo de injeção cíclica melhora a recuperação de óleo, no reservatório analisado. Mas é necessário verificar se o modelo de fluido utilizado influencia nos resultados obtidos. Para isto foi realizado uma análise de diferentes modelos multicomponentes com diferentes parâmetros operacionais.

5.2 Ajustes dos modelos PVT

A Figura 5-2 ilustra o diagrama P-T para o modelo original.

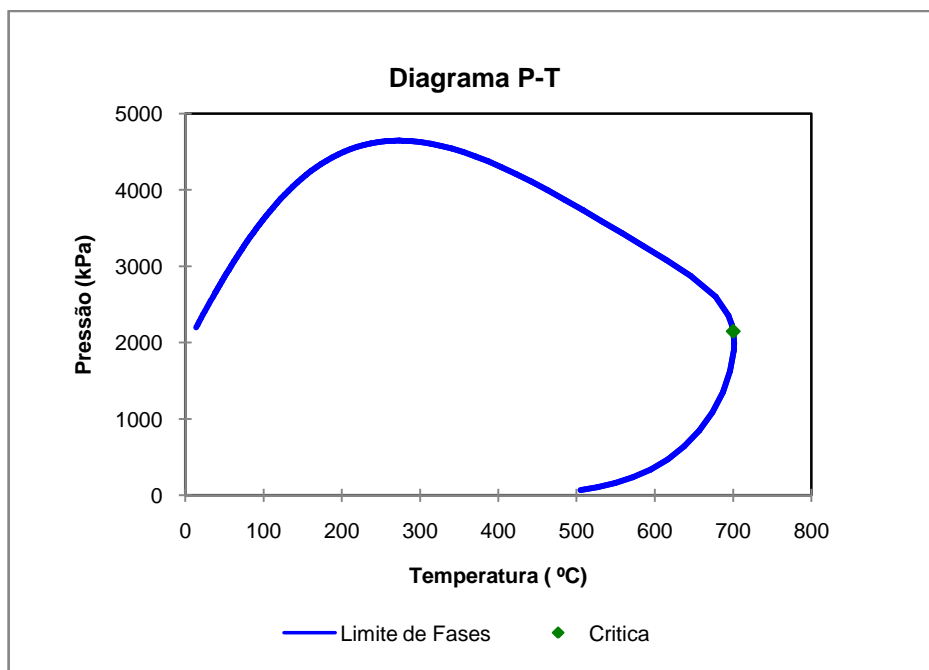


Figura 5-2– Diagrama P-T do modelo original.

A Figura 5-3 apresenta o ajuste das curvas de razão de solubilidade gás-óleo (R_s) e fator volume de formação do óleo (B_o) do modelo numérico, com os dados experimentais. O ajuste das curvas foi realizado utilizando o WINPROP.

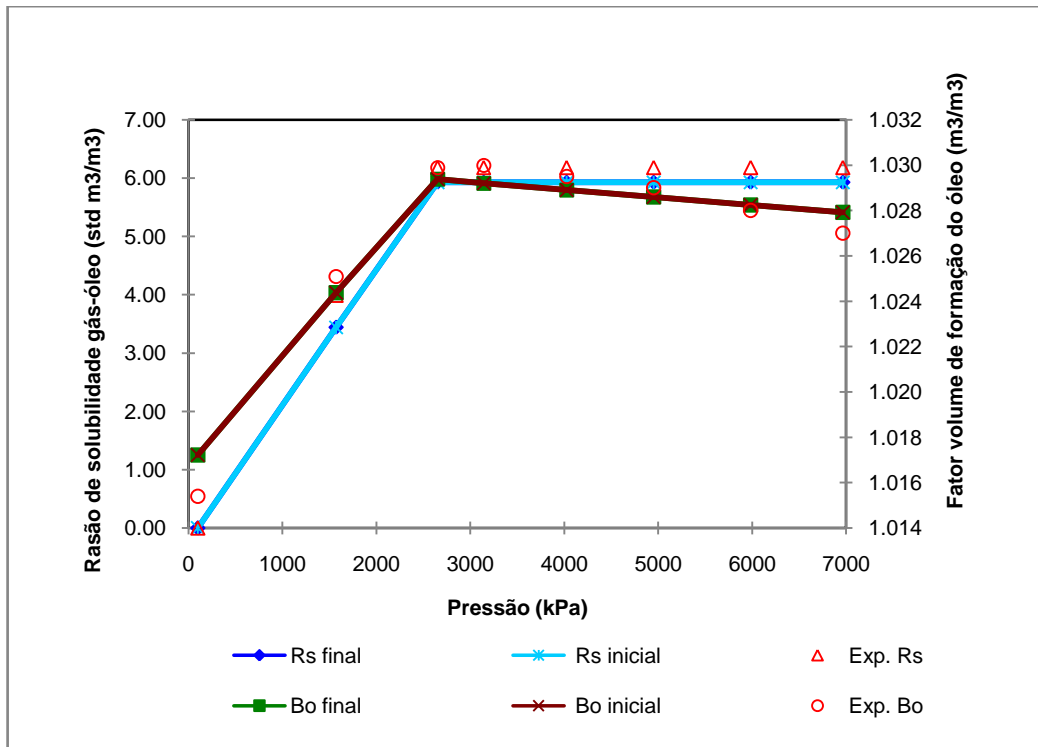


Figura 5-3– Gráfico da Razão de solubilidade (Rs) e fator volume de formação do óleo (Bo).

O ajuste da viscosidade realizada para o óleo está representado na Figura 5-4, na qual se observam os pontos experimentais e o modelo numérico ajustado, da viscosidade em função da pressão.

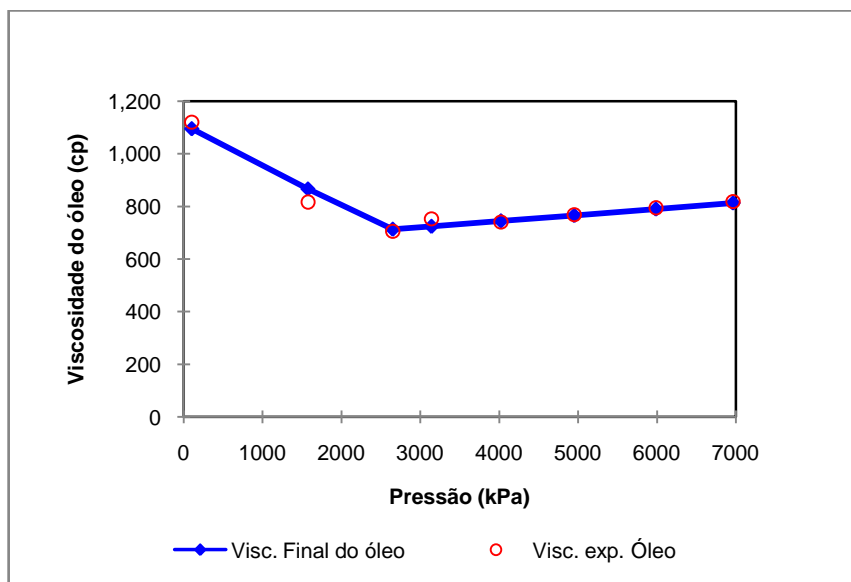


Figura 5-4– Viscosidade do óleo em função da pressão.

Os agrupamentos foram ajustados com o modelo original e o que se pode ver no diagrama P-T são curvas bastante aproximadas. Na Figura 5-5, pode-se verificar a comparação dos diagramas P-T entre o modelo base, o “Lumping 01”, o sistema “*Black-oil*” e o “Lumping C40”. Os diagramas P-T dos demais sistemas apresentaram comportamento similar ao “Lumping 01”.

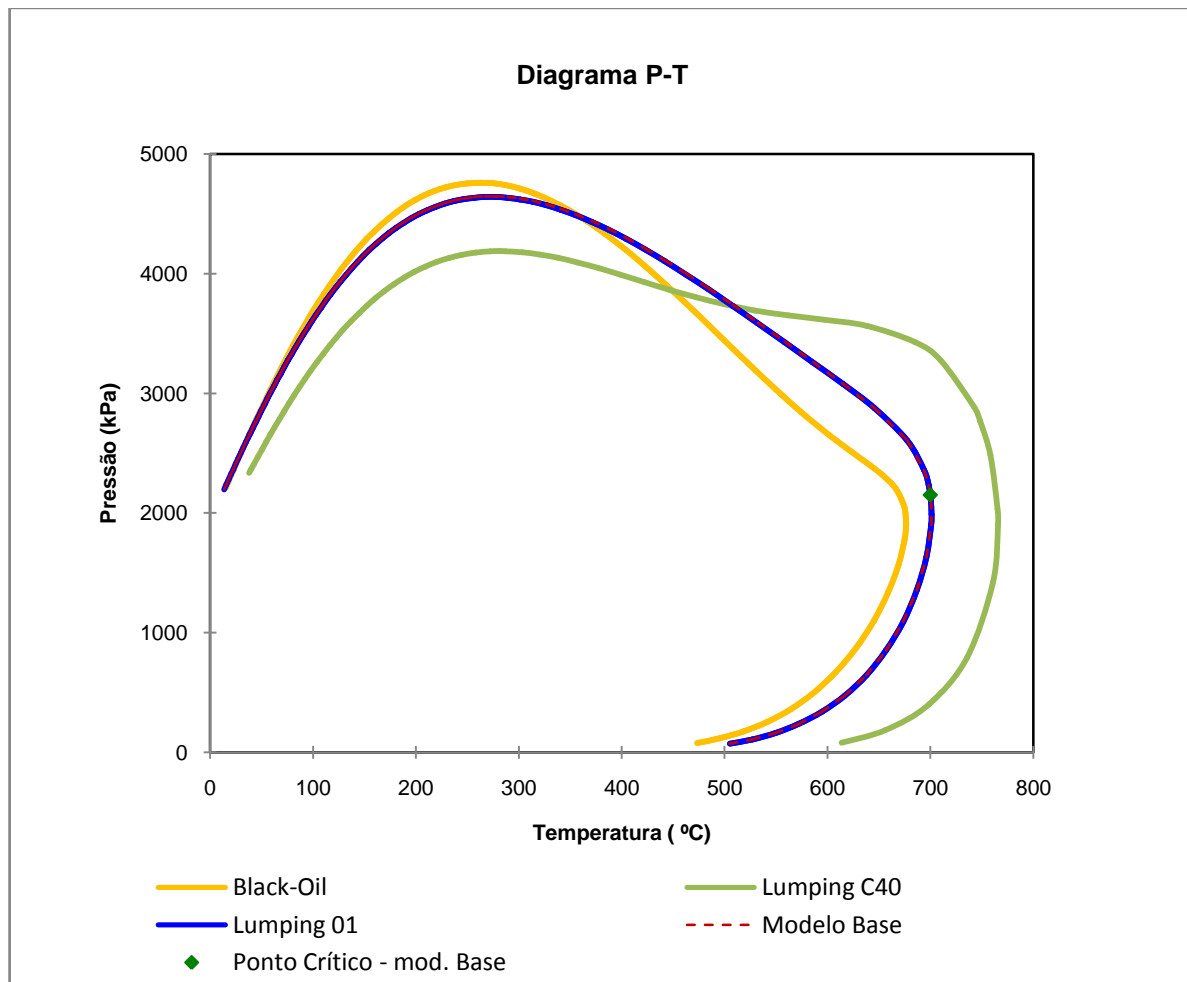


Figura 5-5– Comparação dos diagramas P-T dos agrupamentos com o modelo base.

As curvas P-T dos sistemas multicomponentes se aproximaram do modelo original, porém o sistema “*Black-oil*” e “Lumping C40” apresentaram algumas diferenças em relação à curva P-T do modelo original. Apesar disso os Bo e Rs de todos os agrupamentos ajustaram-se bem aos dados experimentais. Ver Figura 5-6 e Figura 5-7.

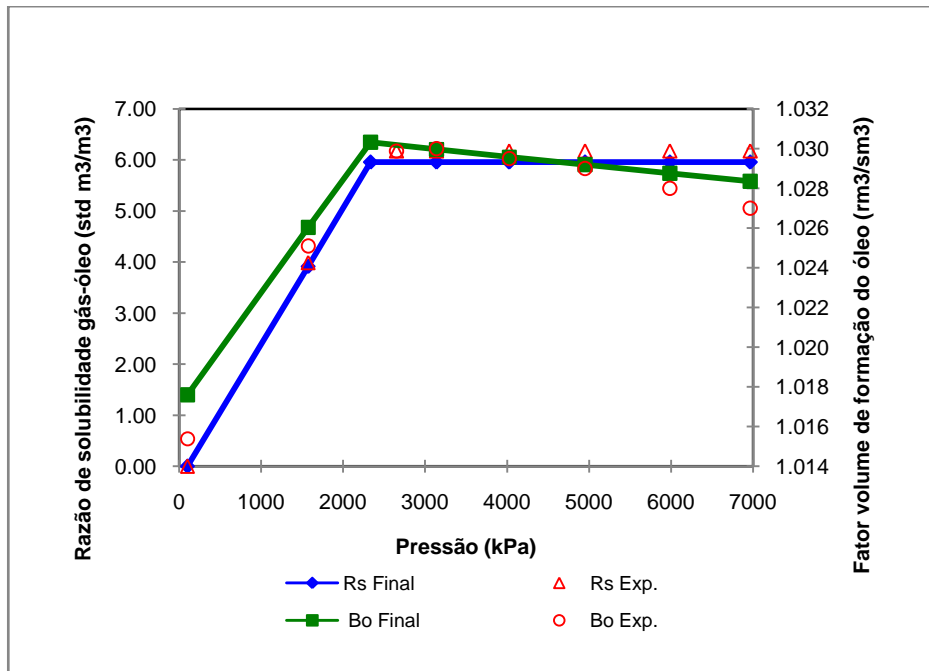


Figura 5-6 - Razão de solubilidade (Rs) e fator volume de formação do óleo (Bo) do “Lumping C40”.

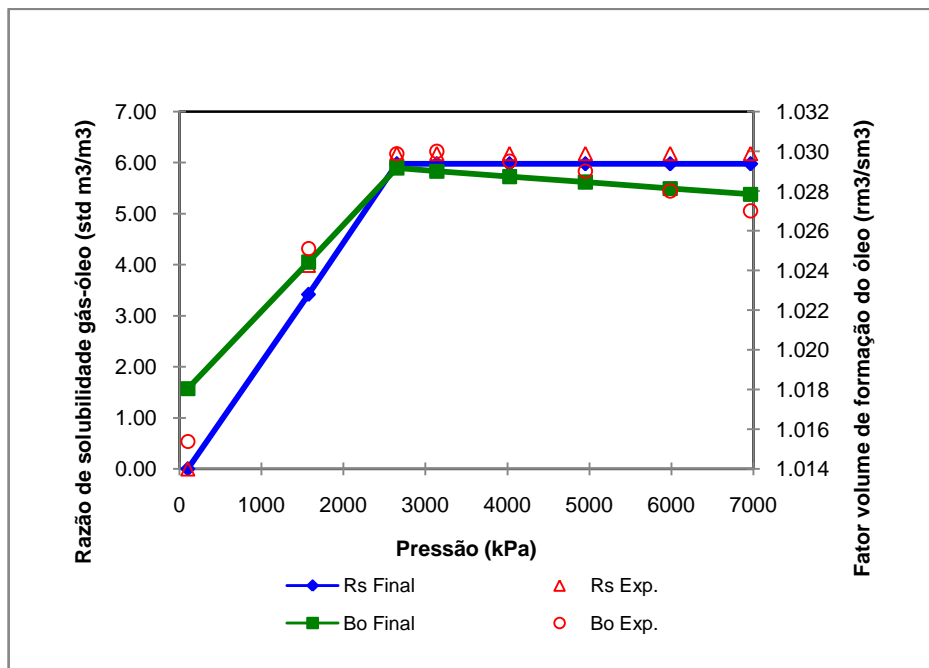


Figura 5-7 – Razão de solubilidade (Rs) e fator volume de formação do óleo (Bo) para o modelo “Black-oil”.

A viscosidade do óleo nos sistemas analisados teve um bom ajuste aos dados experimentais, conforme a Figura 5-8 que representa a viscosidade do óleo em função da pressão para o “Lumping 01”.

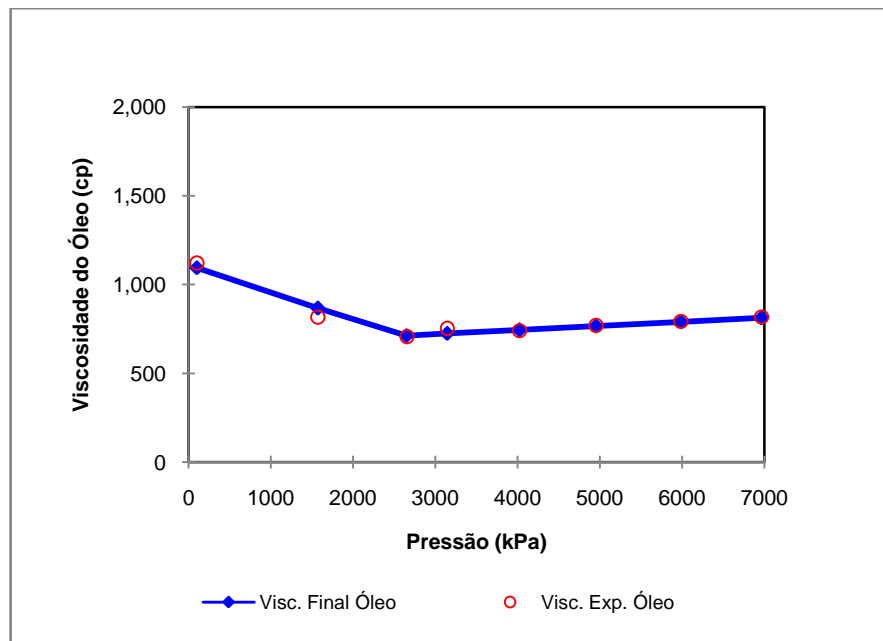


Figura 5-8– Viscosidade do óleo em função da pressão.

A Figura 5-9 mostra a curva da viscosidade do óleo em função da temperatura, para uma pressão de 101,3 kPa.

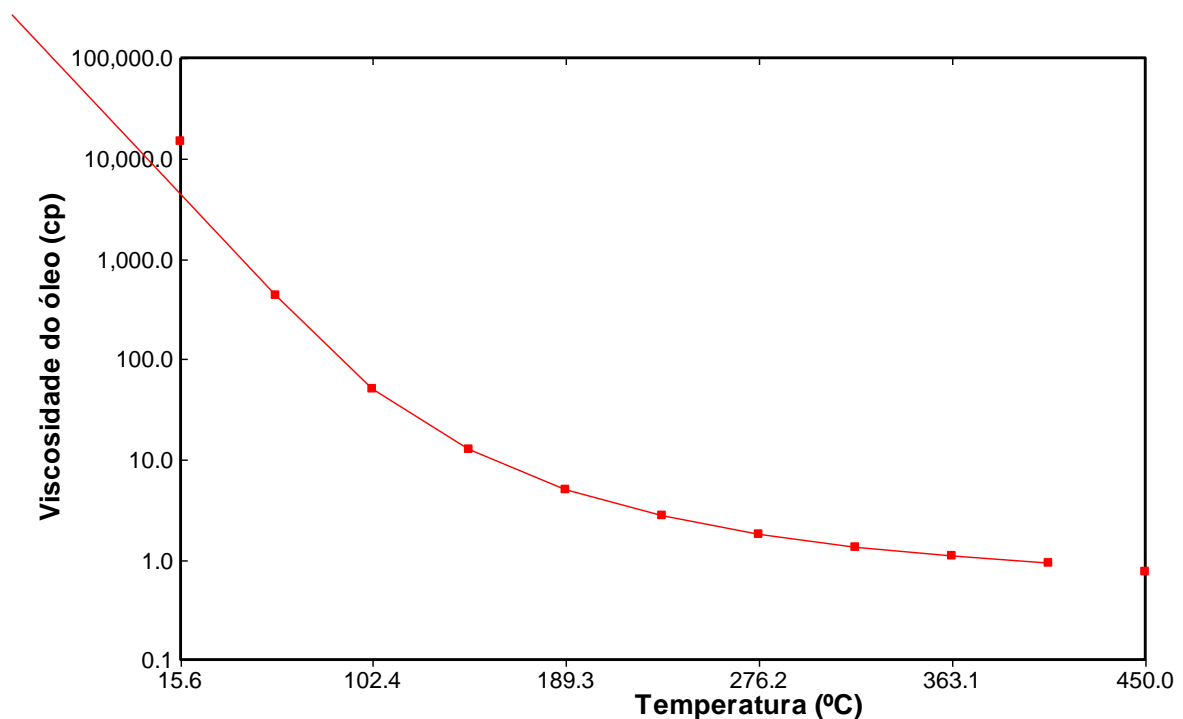


Figura 5-9– Variação da viscosidade do óleo em função da temperatura.

Os dados referentes à permeabilidade relativa estão ilustrados na Figura 5-10.

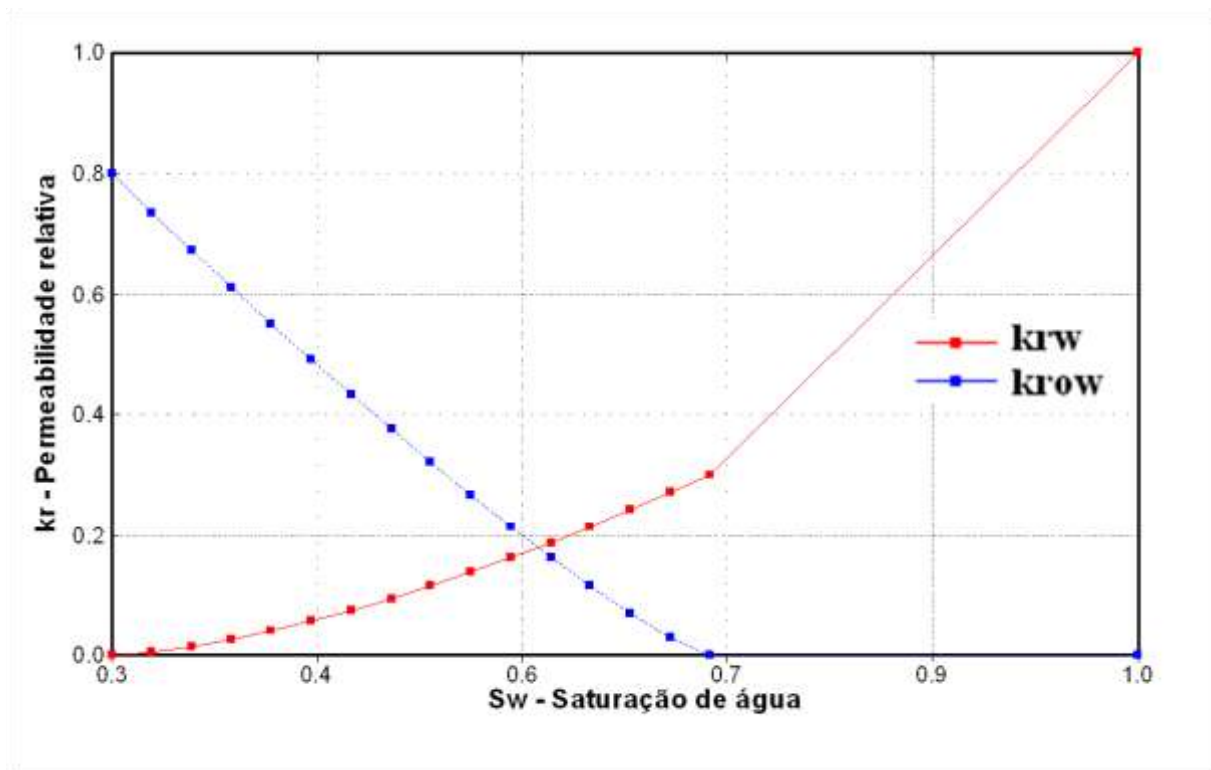


Figura 5-10– permeabilidade relativa em função da saturação de água.

5.3 Parâmetros operacionais analisados

Foram analisados alguns dos parâmetros operacionais relacionados ao vapor, usando diferentes modelos de fluidos, para verificar se existe uma influência dos parâmetros do vapor, tais como: temperatura, qualidade e vazão, na produção acumulada de óleo, na vazão de produção e na recuperação do óleo. A Tabela 5.1 mostra as variáveis e os níveis dos fatores que foram estudados.

Tabela 5.1- Níveis analisados para cada variável.

Parâmetro	(- 1)	0	(+1)
Qualidade do vapor	0,40	0,65	0,90
Vazão de Injeção (ton/dia)	100	200	300
Temperatura (°C)	249	288	352
Sistema 01	Lumping 07 4 componentes	Lumping 01 7 componentes	Lumping 05 11 componentes
Sistema 02	Lumping 08 5 componentes	Lumping 01 7 componentes	Lumping 06 9 componentes
Sistema 03	Black-Oil 2 componentes	Lumping 01 7 componentes	Lumping C40+ 12 componentes

A análise de sensibilidade foi realizada para os seguintes grupos:

- Sistema 01: composto pelos, Lumping 01, Lumping 05 e Lumping 07;
- Sistema 02: composto pelos Lumping 01, Lumping 06 e Lumping 08;
- Sistema 03: composto pelos Lumping 01, “Black-oil” e Lumping C40.

Esses sistemas foram criados de tal forma que o número de componentes de cada agrupamento, pertencente a um mesmo sistema, tivesse uma diferença razoável no número de componentes.

Inicialmente foram analisados o sistema “Black-oil” e mais 6 sistemas multicomponentes considerando o componente C_{20+} , o mais pesado. Os pseudocomponentes de cada sistema estão representados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2– Agrupamento de componentes de cada sistema.

Agrupamentos	Componentes
Sistema “Black-oil”	C_1-C_3, IC_4-C_{20+}
Lumping 01 - 7 componentes	$C_1, C_2-C_3, IC_4-NC_5, C_6-C_{11}, C_{12}-C_{15}, C_{16}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 02 - 8 componentes	$C_1, C_2-C_3, IC_4-NC_4, IC_5-NC_5, C_6-C_{10}, C_{11}-C_{14}, C_{15}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 03 -10 componentes	$C_1, C_2, C_3, IC_4, NC_4, IC_5-C_7, C_8-C_{11}, C_{12}-C_{15}, C_{16}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 04 - 9 componentes	$C_1, C_2, C_3, IC_4-NC_4, IC_5-NC_5, C_6-C_9, C_{10}-C_{14}, C_{15}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 05 -11 componentes	$C_1, C_2, C_3, IC_4, NC_4, IC_5, NC_5, C_6-C_{10}, C_{11}-C_{15}, C_{16}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 06 - 9 componentes	$C_1, C_2, C_3, IC_4-NC_4, IC_5-NC_5, C_6-C_9, C_{10}-C_{13}, C_{14}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 07 - 4 componentes	$C_1-C_2, C_3-NC_4, IC_5-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 08 - 5 componentes	$C_1-C_2, C_3-NC_4, IC_5-C_7, C_8-C_{19}, C_{20+}$
Lumping 09 - 6 componentes	$C_1-C_2, C_3-NC_4, IC_5-C_7, C_8-C_{11}, C_{12}-C_{19}, C_{20+}$
Lumping C40 - 12 componentes	$C_1-C_2, C_3-NC_4, IC_5-NC_5, C_6-C_7, C_8-C_{10}, C_{11}-C_{15}, C_{16}-C_{19}, C_{20}-C_{25}, C_{26}-C_{30}, C_{31}-C_{35}, C_{36}-C_{39}, C_{40+}$

Para cada sistema analisado foram realizadas 81 simulações.

A influência dos parâmetros operacionais sobre as respostas foi analisada através do diagrama de Pareto (ver seção 2.31, para explicação sobre este tópico). O uso desses recursos permite identificar quais os parâmetros operacionais e suas interações que possuem influências significativas sobre cada resposta. Nesse diagrama, os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória ($p = 0,05$) influenciam de forma significativa ao nível de 95% de confiança em relação aos demais efeitos. Os efeitos positivos indicam um aumento da variável resposta, enquanto que os efeitos negativos indicam que um aumento do parâmetro ou interação analisada reduz a variável resposta considerada.

A Tabela 5.3 ilustra a nomenclatura dos parâmetros avaliados nessa análise.

Tabela 5.3 – Nomenclatura dos parâmetros operacionais e dos efeitos analisados nos diagramas de Pareto.

Parâmetro	Nomenclatura
Vazão de injeção de vapor	"Vazão de inj" ou "3"
Qualidade do vapor	"Qual.vapor" ou "4"
Temperatura	"Temperatura" ou "2"
Número de componentes	"Nr Comp" ou "1"
Efeito Linear	"L"
Efeito Quadrático	"Q"

5.4 Sistema 01: Análise de sensibilidade

O sistema 01 é composto pelos agrupamentos de componentes “Lumpings 07”, com 4 pseudocomponentes, “Lumping 01”, com 7 pseudocomponentes e “Lumping 05”, com 11 pseudocomponentes.

A Tabela 5.4 mostra a produção de óleo acumulada (N_p) e o fator de recuperação (Fr) em 5 e 15 anos para todos os experimentos do sistema 01. Os resultados foram organizados em forma decrescente de acordo com o Fator de Recuperação (Fr) em 15 anos.

Tabela 5.4 – Resultados da análise para o sistema 01.

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
1	-1	-1	1	1	23725	42359	22.1	39.5
2	0	-1	1	1	24004	42576	22.2	39.4
3	1	-1	1	1	24050	42567	22.3	39.4
4	1	0	1	1	24030	42549	22.3	39.4
5	-1	0	1	1	23605	42280	22.0	39.4
6	0	0	1	1	23971	42486	22.2	39.3
7	-1	1	1	1	22543	41093	21.0	38.3
8	1	1	1	1	22741	41241	21.1	38.2
9	0	1	1	1	22531	41156	20.9	38.1
10	1	1	1	0	20590	39177	19.1	36.3
11	-1	1	1	0	20227	38895	18.8	36.2
12	0	1	1	0	20660	39099	19.1	36.2
13	1	0	1	0	20522	39043	19.0	36.2
14	0	0	1	0	20535	39011	19.0	36.1
15	-1	0	1	0	20099	38788	18.7	36.1
16	-1	-1	1	0	19688	38327	18.3	35.7
17	0	-1	1	0	19868	38446	18.4	35.6
18	1	-1	1	0	19762	38444	18.3	35.6
19	1	1	1	-1	18537	36829	17.2	34.1
20	0	1	1	-1	18508	36794	17.1	34.1
21	-1	1	1	-1	18145	36489	16.9	34.0
22	0	-1	0	1	18775	36326	17.4	33.6
23	1	-1	0	1	18411	36105	17.1	33.4
24	1	0	0	1	18396	36059	17.0	33.4
25	-1	-1	0	1	18101	35813	16.9	33.4
26	-1	0	0	1	18146	35801	16.9	33.3
27	0	0	0	1	18383	35955	17.0	33.3
28	0	1	0	1	17419	35125	16.1	32.5
29	1	1	0	1	17382	35103	16.1	32.5
30	1	0	1	-1	16900	35098	15.7	32.5
31	0	0	1	-1	16891	35098	15.6	32.5
32	-1	0	1	-1	16619	34785	15.5	32.4
33	-1	1	0	1	16975	34729	15.8	32.3
34	1	-1	1	-1	15507	33591	14.4	31.1
35	-1	-1	1	-1	15375	33375	14.3	31.1
36	0	-1	1	-1	15442	33510	14.3	31.0
37	0	1	0	0	15924	33217	14.7	30.8
38	1	1	0	0	15841	33189	14.7	30.7
39	1	0	0	0	15812	33151	14.6	30.7
40	0	0	0	0	15762	33049	14.6	30.6
41	-1	1	0	0	15522	32818	14.5	30.6

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
42	-1	0	0	0	15497	32791	14.4	30.5
43	1	-1	0	0	15404	32736	14.3	30.3
44	0	-1	0	0	15396	32736	14.3	30.3
45	-1	-1	0	0	15145	32347	14.1	30.1
46	1	1	0	-1	14236	31427	13.2	29.1
47	0	1	0	-1	14215	31312	13.2	29.0
48	-1	1	0	-1	14019	31076	13.1	28.9
49	1	0	0	-1	13140	29893	12.2	27.7
50	0	0	0	-1	13185	29883	12.2	27.7
51	-1	0	0	-1	12858	29497	12.0	27.5
52	1	-1	0	-1	12320	28819	11.4	26.7
53	0	-1	0	-1	12240	28715	11.3	26.6
54	-1	-1	0	-1	12095	28467	11.3	26.5
55	1	-1	-1	1	11819	27623	10.9	25.6
56	1	0	-1	1	11772	27577	10.9	25.5
57	0	-1	-1	1	11798	27566	10.9	25.5
58	-1	-1	-1	1	11718	27383	10.9	25.5
59	0	0	-1	1	11754	27517	10.9	25.5
60	-1	0	-1	1	11513	27153	10.7	25.3
61	1	1	-1	1	11273	26682	10.4	24.7
62	-1	1	-1	1	11128	26349	10.4	24.5
63	0	1	-1	1	11060	26275	10.2	24.3
64	1	1	-1	0	10362	25167	9.6	23.3
65	1	0	-1	0	10330	25106	9.6	23.3
66	0	1	-1	0	10341	25087	9.6	23.2
67	0	0	-1	0	10274	24991	9.5	23.1
68	-1	1	-1	0	10069	24734	9.4	23.0
69	-1	0	-1	0	10000	24642	9.3	23.0
70	1	-1	-1	0	10082	24672	9.3	22.9
71	0	-1	-1	0	10036	24603	9.3	22.8
72	-1	-1	-1	0	9886	24396	9.2	22.7
73	1	1	-1	-1	9308	23503	8.6	21.8
74	0	1	-1	-1	9289	23439	8.6	21.7
75	-1	1	-1	-1	9137	23237	8.5	21.6
76	1	0	-1	-1	8551	22163	7.9	20.5
77	0	0	-1	-1	8479	22045	7.9	20.5
78	-1	0	-1	-1	8419	21928	7.8	20.4
79	1	-1	-1	-1	8002	21161	7.4	19.6
80	0	-1	-1	-1	7994	21090	7.4	19.5
81	-1	-1	-1	-1	7843	20892	7.3	19.5

A Figura 5-11 mostra o diagrama de Pareto das variáveis analisadas para o sistema 01. Neste diagrama se observa a influência dos parâmetros e das interações entre eles sobre a produção acumulada em um período de 5 anos. Verifica-se que após 5 anos de produção, o efeito linear da vazão de injeção de vapor foi o mais significativo, seguido do efeito da qualidade de vapor, ambos exercendo uma influência positiva. Ou seja, um incremento em um desses parâmetros, aumenta a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação. O efeito do número de componentes também influenciou positivamente a produção acumulada de óleo. Um aumento no número de componentes incrementa a produção acumulada de óleo. A interação entre a vazão de injeção de vapor e a qualidade de vapor (3Lby4L) foi a mais significativa das interações, influenciando positivamente na resposta. Ou seja, um aumento dessa interação provoca um incremento na produção de óleo. Outra interação com influência significativa foi entre a temperatura e a qualidade do vapor (2Lby4L), sendo uma influência negativa. Um aumento dessa interação resulta numa diminuição no fator de recuperação de óleo.

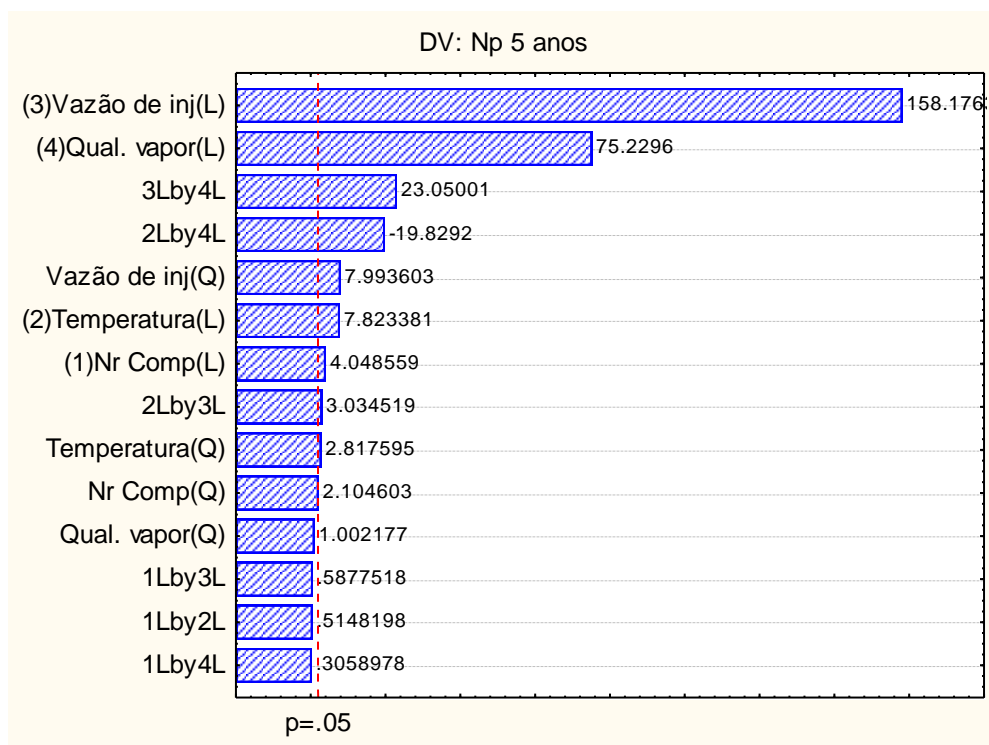


Figura 5-11 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (sistema 01).

A Figura 5-12 mostra, através do diagrama de Pareto, a influência dos parâmetros e das interações entre eles sobre a produção acumulada em um período de 15 anos. Verifica-se que a influência dos parâmetros e as interações para a produção acumulada em 15 anos, são semelhantes às do período de 5 anos, porém, a influência da quadrática da vazão de injeção

passou a ter uma significância maior. Nessa análise o número de componentes também apresentou influência significativa.

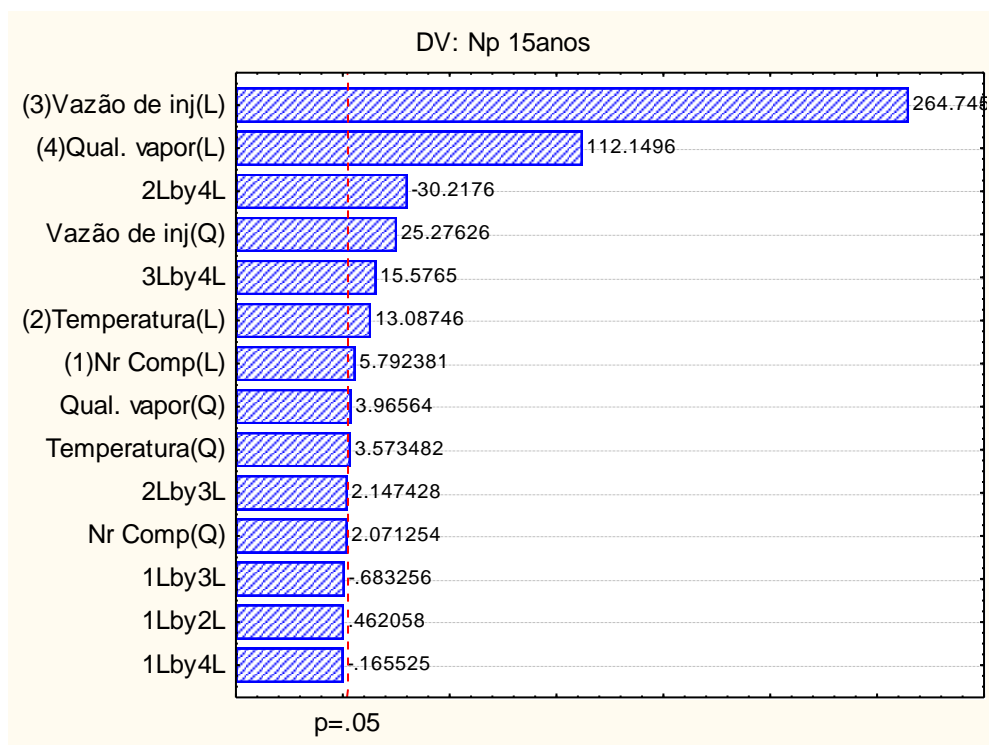


Figura 5-12 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (sistema 01).

Os diagramas de Pareto analisados mostraram que para o sistema 01, o número de componente mostrou uma influência significativa na produção de óleo. Parâmetros como a vazão de injeção, temperatura e qualidade do vapor também tiveram uma influência na recuperação de óleo. As interações do número de componentes com as outras variáveis (1Lby2L, 1Lby3L, 1Lby4L) não foi significativo.

Para este sistema 01 foi analisada a vazão de produção no tempo, para os casos: 01, 02 e 03 da Tabela 5.4, e isto pode ser observado na Figura 5-13. Essas vazões correspondem aos maiores Fatores de Recuperação encontrados no sistema 01. Percebe-se que não há muita diferença no comportamento das vazões para os três “Lumpings”, conforme foi observado na análise estatística, através do diagrama de Pareto.

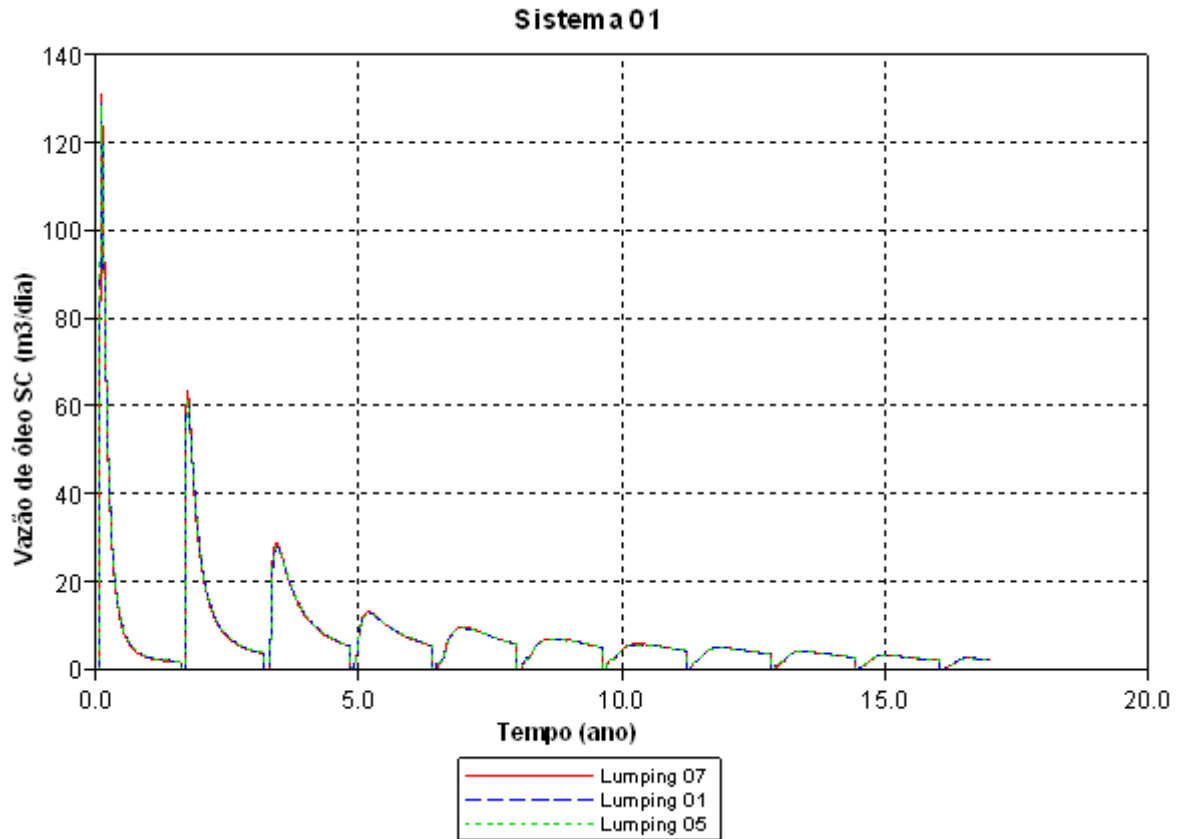


Figura 5-13 – Comparação das vazões de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 01.

Como era previsto, para estes casos as produções acumulada de óleo não mostraram grandes diferenças, apresentando valores bem próximos, como se pode observar na Figura 5-14. A pouca influência do número de componentes na produção de óleo, pode ser devido a que os três modelos de fluidos usados têm um componente pesado C_{20+} de fração molar de 71%, e a variação dos agrupamentos está acontecendo nos componentes menores que C_{20+} , que não estão influenciando na recuperação de óleo, ou na destilação inicial do óleo, provavelmente devido à pouca proporção molar dos componentes $C_1 - C_{19}$ em relação ao C_{20+} .

A Figura 5-14 mostra as produções acumulada de óleo após 15 anos de produção para os “Lumpings” 07, 01 e 05 pertencentes ao sistema 01.

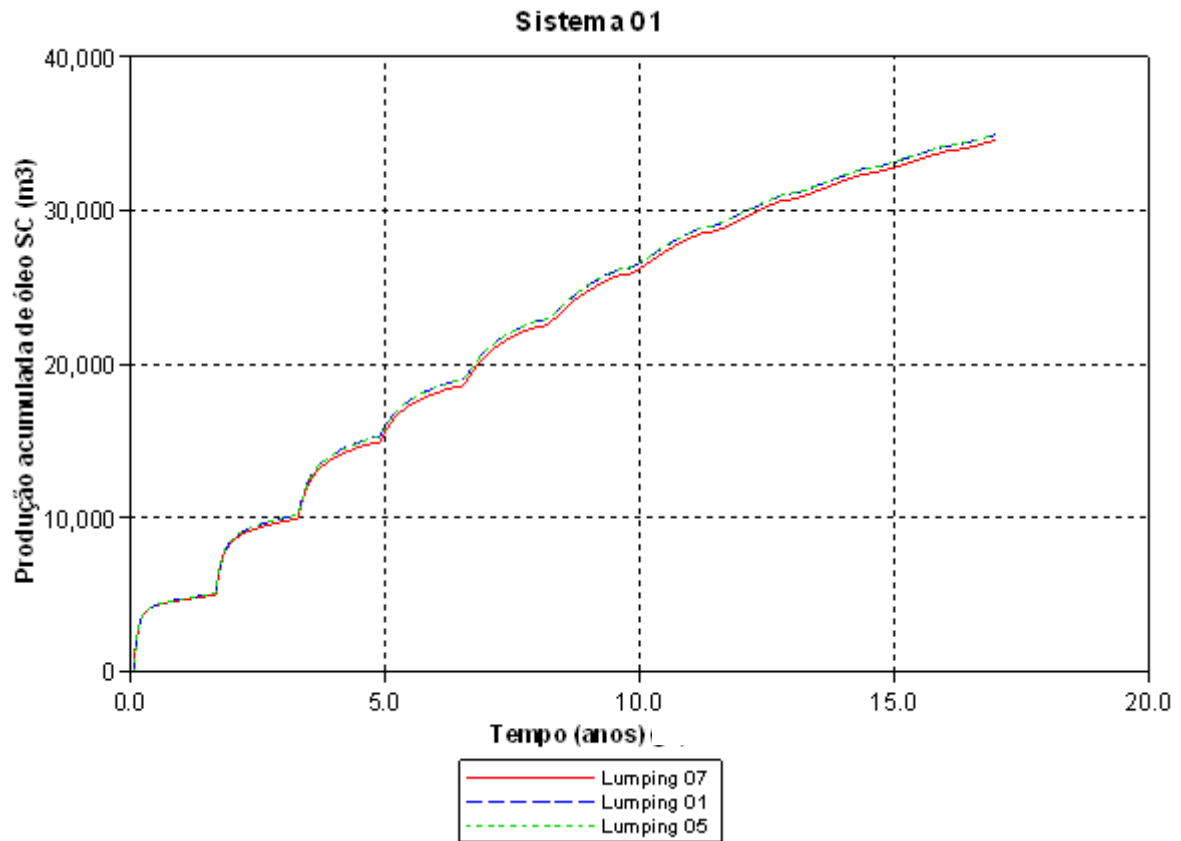


Figura 5-14 – Produções acumulada de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 01.

A Figura 5-15 mostra uma comparação entre a produção acumulada de óleo e a produção acumulada do componente C_{20+} para os três Lumpings. Observa-se que a produção acumulada do componente C_{20+} é alta quando comparada com a produção acumulada de óleo. Isso se deve à fração molar do componente C_{20+} , 71,58%.

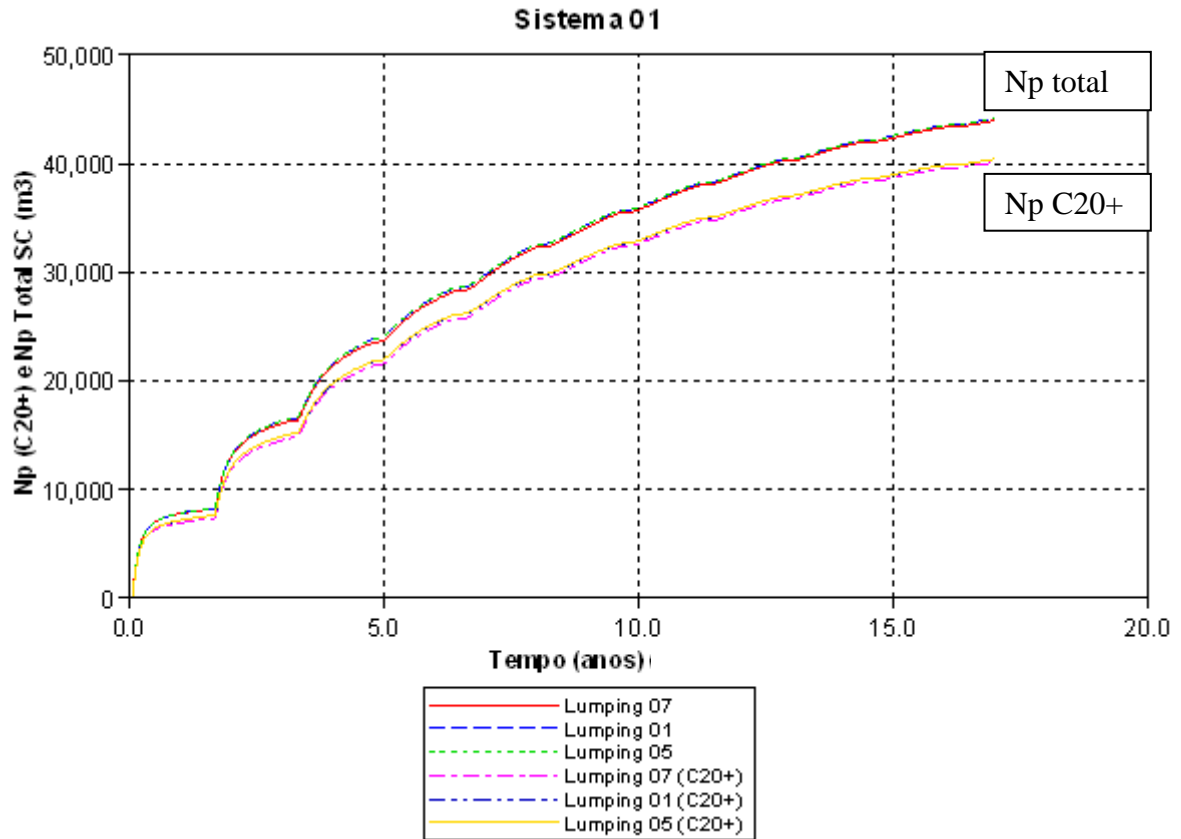


Figura 5-15 – Produção acumulada de óleo e produção acumulada do componente C20+ para diferentes Lumpings do sistema 01.

5.5 Sistema 02: Análise de sensibilidade

O sistema 02 é composto pelos agrupamentos de componentes “Lumping 08”, com 5 pseudocomponentes, “Lumping 01”, com 7 pseudocomponentes e “Lumping 06”, com 9 pseudocomponentes.

A Tabela 5.5 mostra a produção de óleo acumulada e o fator de recuperação em 5 e 15 anos para todos os experimentos do sistema 02.

Tabela 5.5 – Resultados da análise para o sistema 02.

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
1	-1	-1	1	1	23813	42374	22.2	39.5
2	0	-1	1	1	24004	42576	22.2	39.4
3	1	-1	1	1	24061	42535	22.3	39.4
4	1	0	1	1	24067	42523	22.3	39.4
5	0	0	1	1	23971	42486	22.2	39.3
6	-1	0	1	1	23573	42208	22.0	39.3
7	-1	1	0	1	22438	41032	20.9	38.2
8	-1	1	1	1	22438	41032	20.9	38.2
9	1	1	1	1	22726	41252	21.1	38.2
10	0	1	1	1	22531	41156	20.9	38.1
11	1	1	1	0	20582	39143	19.1	36.3
12	0	1	1	0	20660	39099	19.1	36.2
13	-1	1	1	0	20183	38856	18.8	36.2
14	0	0	1	0	20535	39011	19.0	36.1
15	1	0	1	0	20500	38996	19.0	36.1
16	-1	0	1	0	19997	38654	18.6	36.0
17	0	-1	1	0	19868	38446	18.4	35.6
18	1	-1	1	0	19869	38422	18.4	35.6
19	-1	-1	1	0	19633	38185	18.3	35.6
20	1	1	1	-1	18502	36805	17.1	34.1
21	0	1	1	-1	18508	36794	17.1	34.1
22	-1	1	1	-1	18262	36567	17.0	34.1
23	0	-1	0	1	18775	36326	17.4	33.6
24	1	-1	0	1	18392	36067	17.0	33.4
25	1	0	0	1	18354	36033	17.0	33.4
26	1	1	0	-1	18354	36033	17.0	33.4
27	-1	0	0	1	18136	35800	16.9	33.3
28	-1	-1	0	1	18139	35760	16.9	33.3
29	0	0	0	1	18383	35955	17.0	33.3
30	0	1	0	1	17419	35125	16.1	32.5
31	1	0	1	-1	16946	35105	15.7	32.5
32	0	0	1	-1	16891	35098	15.6	32.5
33	1	1	0	1	17381	35090	16.1	32.5
34	-1	0	1	-1	16727	34845	15.6	32.5
35	1	-1	1	-1	15548	33617	14.4	31.1
36	-1	-1	1	-1	15404	33346	14.3	31.1
37	0	-1	1	-1	15442	33510	14.3	31.0
38	0	1	0	0	15924	33217	14.7	30.8
39	1	1	0	0	15842	33150	14.7	30.7
40	0	0	0	0	15762	33049	14.6	30.6
41	1	0	0	0	15728	33039	14.6	30.6

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
42	-1	1	0	0	15559	32840	14.5	30.6
43	-1	0	0	0	15567	32795	14.5	30.5
44	0	-1	0	0	15396	32736	14.3	30.3
45	1	-1	0	0	15363	32715	14.2	30.3
46	-1	-1	0	0	15033	32332	14.0	30.1
47	-1	1	0	-1	14138	31182	13.2	29.0
48	0	1	0	-1	14215	31312	13.2	29.0
49	0	0	0	-1	13185	29883	12.2	27.7
50	1	0	0	-1	13141	29842	12.2	27.6
51	-1	0	0	-1	12924	29553	12.0	27.5
52	1	-1	0	-1	12294	28735	11.4	26.6
53	0	-1	0	-1	12240	28715	11.3	26.6
54	-1	-1	0	-1	12064	28394	11.2	26.4
55	1	-1	-1	1	11825	27617	11.0	25.6
56	0	-1	-1	1	11798	27566	10.9	25.5
57	1	0	-1	1	11780	27553	10.9	25.5
58	0	0	-1	1	11754	27517	10.9	25.5
59	-1	0	-1	1	11674	27289	10.9	25.4
60	-1	-1	-1	1	11601	27261	10.8	25.4
61	-1	1	-1	1	11069	26266	10.3	24.5
62	0	1	-1	1	11060	26275	10.2	24.3
63	1	1	-1	1	10377	25178	9.6	23.3
64	1	1	-1	0	10309	25098	9.5	23.2
65	0	1	-1	0	10341	25087	9.6	23.2
66	1	0	-1	0	10296	25076	9.5	23.2
67	0	0	-1	0	10274	24991	9.5	23.1
68	-1	1	-1	0	10126	24771	9.4	23.1
69	-1	0	-1	0	10092	24737	9.4	23.0
70	1	-1	-1	0	10100	24695	9.4	22.9
71	0	-1	-1	0	10036	24603	9.3	22.8
72	-1	-1	-1	0	9840	24320	9.2	22.7
73	1	1	-1	-1	9301	23455	8.6	21.7
74	0	1	-1	-1	9289	23439	8.6	21.7
75	-1	1	-1	-1	9127	23180	8.5	21.6
76	1	0	-1	-1	8553	22163	7.9	20.5
77	0	0	-1	-1	8479	22045	7.9	20.5
78	-1	0	-1	-1	8403	21905	7.8	20.4
79	1	-1	-1	-1	7995	21151	7.4	19.6
80	0	-1	-1	-1	7994	21090	7.4	19.5
81	-1	-1	-1	-1	7865	20856	7.3	19.4

Também foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais e dos efeitos das interações no sistema 02. A significância dos efeitos dos parâmetros analisados apresentou diferenças em relação ao sistema 01. O número de componentes não influenciou significativamente a produção acumulada de óleo em nenhum dos períodos analisados. Os parâmetros vazão de injeção e qualidade do vapor continuaram sendo os mais significantes. Os diagramas de Pareto para um período de 5 e 15 anos, podem ser observados nas Figura 5-16 e Figura 5-17. Percebe-se que a influência dos parâmetros e as interações para a produção acumulada em 15 anos, são parecidas com as do período de 5 anos.

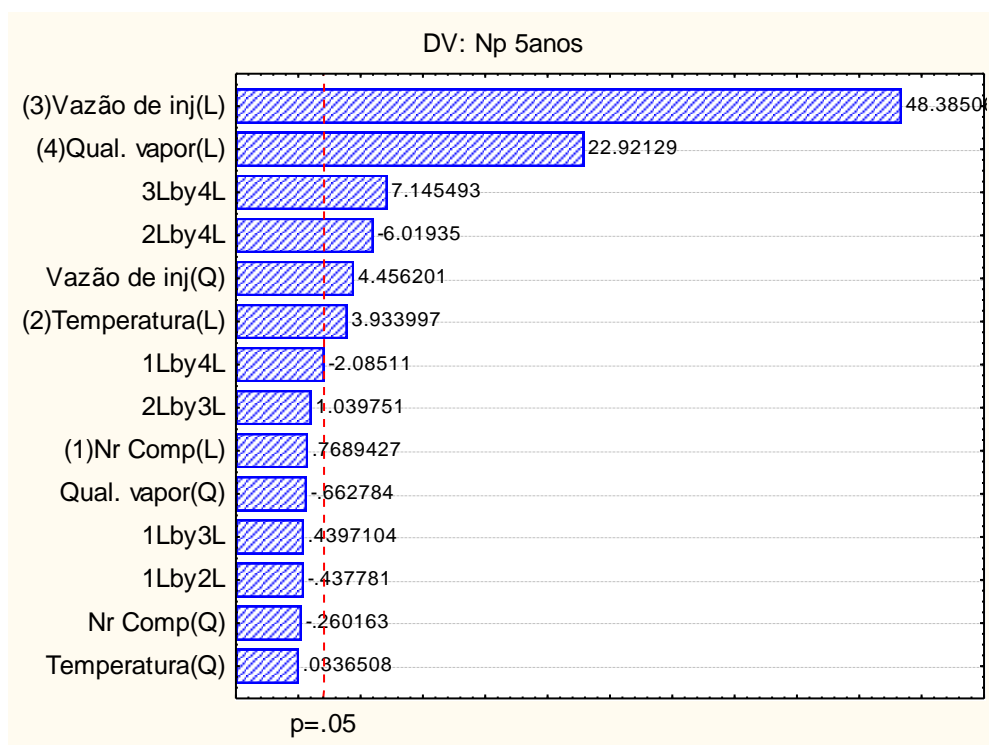


Figura 5-16 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (sistema 02).

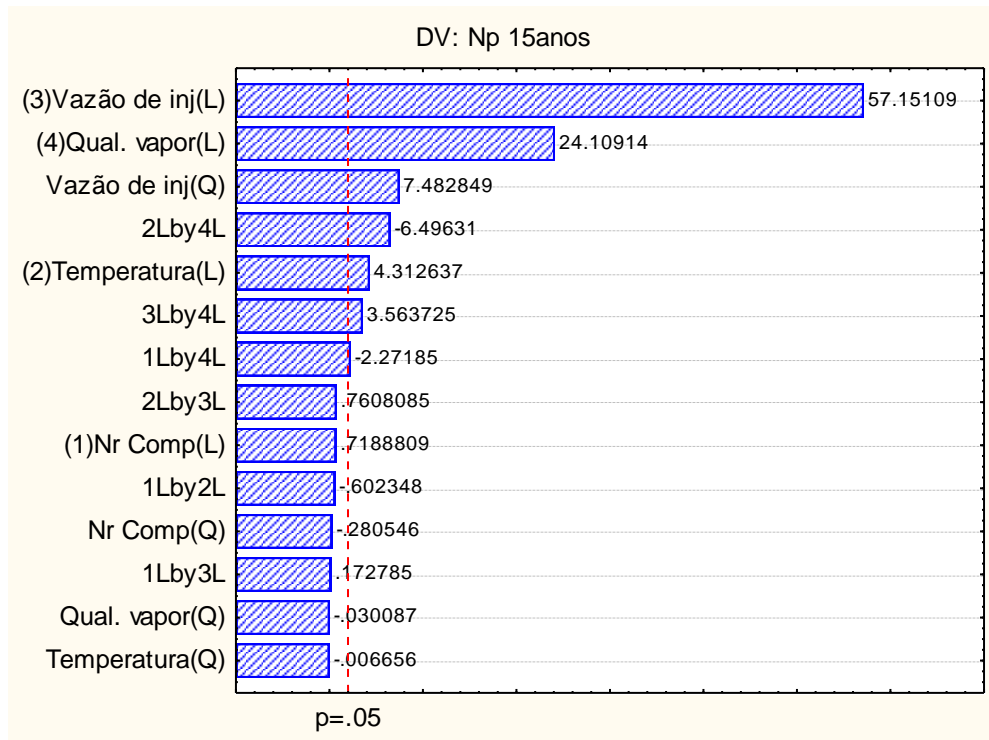


Figura 5-17 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (sistema 02).

Para este sistema 02 foi analisada a vazão de produção no tempo, para os casos: 01, 02 e 03 da Tabela 5.5, e isto pode ser observado na Figura 5-18. Essas vazões correspondem aos maiores Fatores de Recuperação encontrados no sistema 02. Percebe-se que não há muita diferença no comportamento das vazões para os três “Lumpings”, conforme foi observado na análise estatística, através do diagrama de Pareto.

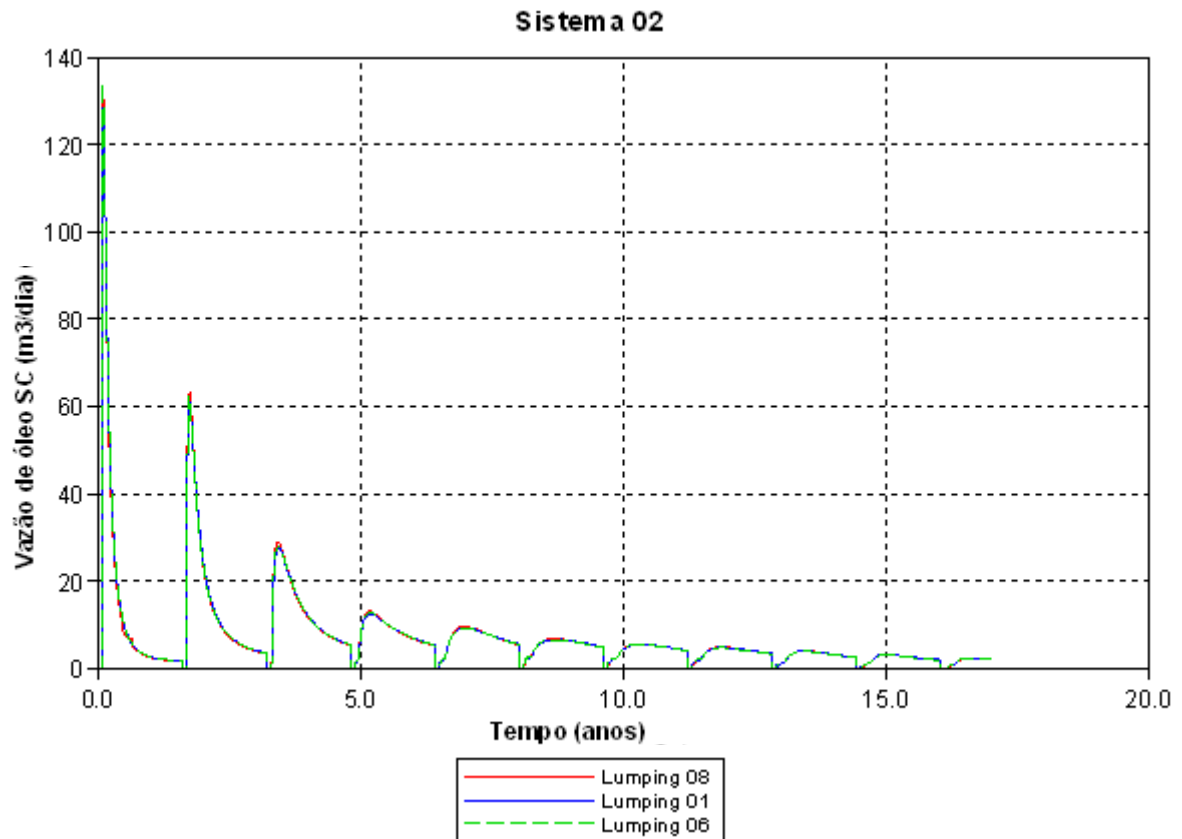


Figura 5-18 - Comparação das vazões de óleo dos diferentes Lumpings do sistema 02.

A Figura 5-19 mostra os fatores de recuperação dos Lumpings 08, 01 e 06, correspondendo aos casos 01, 02 e 03 da Tabela 5.5. Esses fatores, não mostraram grandes diferenças, apresentando valores bem próximos entre si.

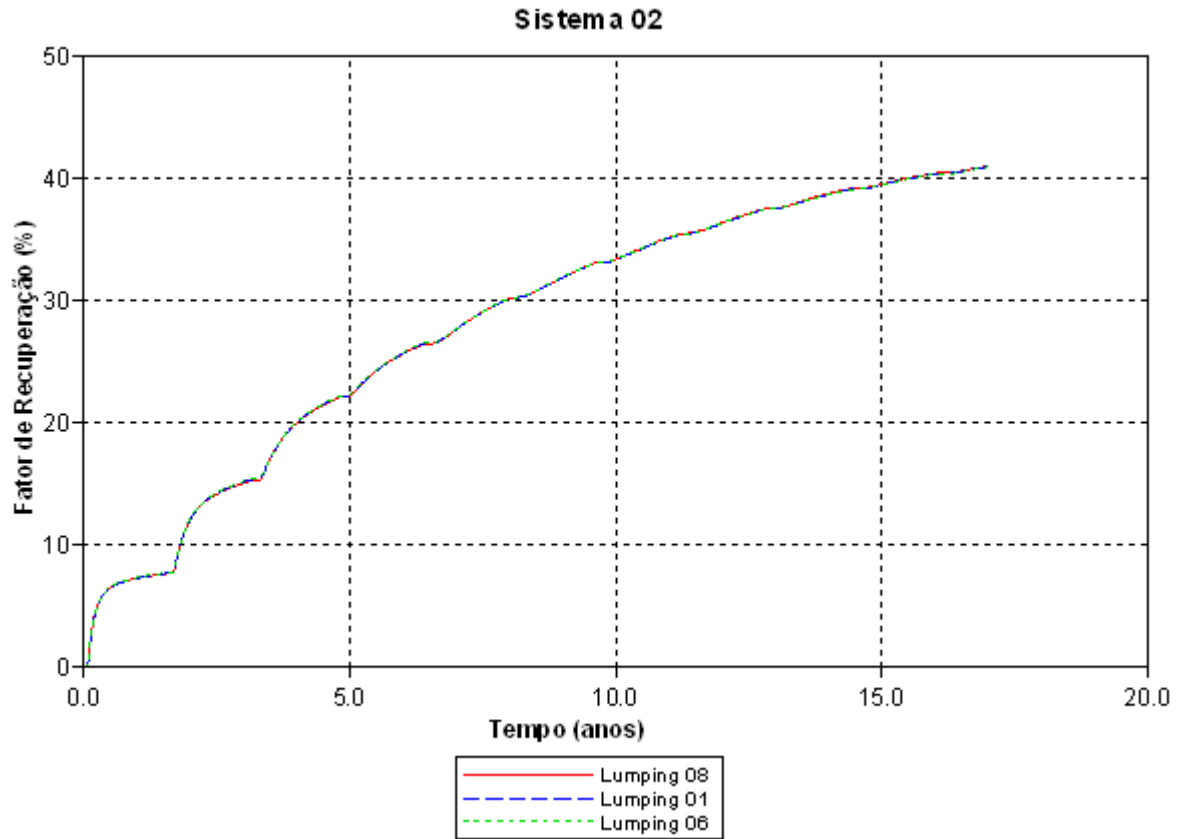


Figura 5-19 – Fator de recuperação dos diferentes Lumpings do sistema 02.

5.6 Sistema 03: Análise de sensibilidade

O sistema 03 é composto pelos agrupamentos de componentes “*Black-oil*”, com 2 pseudocomponentes, “Lumping 01”, com 7 pseudocomponentes, e “Lumping C40”, com 12 pseudocomponentes.

A Tabela 5.6 mostra a produção de óleo acumulada e o fator de recuperação em 5 e 15 anos para todos os experimentos do sistema 03.

Tabela 5.6 – Resultados da análise para o sistema 03.

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
1	-1	-1	1	1	24539	43564	22.6	40.2
2	1	-1	1	1	24980	44226	22.7	40.2
3	-1	0	1	1	24596	43503	22.7	40.2
4	1	0	1	1	24993	44178	22.7	40.1
5	0	-1	1	1	24005	42576	22.2	39.4
6	0	0	1	1	23972	42486	22.2	39.3
7	-1	1	1	1	23079	42174	21.3	38.9
8	1	1	1	1	23492	42747	21.3	38.8
9	0	1	1	1	22533	41156	20.9	38.1
10	-1	1	1	0	21036	40017	19.4	36.9
11	1	1	1	0	21656	40660	19.7	36.9
12	-1	0	1	0	20936	39958	19.3	36.9
13	1	0	1	0	21454	40490	19.5	36.8
14	-1	-1	1	0	20404	39334	18.8	36.3
15	1	-1	1	0	20855	39939	18.9	36.3
16	0	1	1	0	20662	39099	19.1	36.2
17	0	0	1	0	20537	39011	19.0	36.1
18	0	-1	1	0	19870	38446	18.4	35.6
19	-1	1	1	-1	19005	37698	17.5	34.8
20	1	1	1	-1	19243	38005	17.5	34.5
21	1	-1	0	1	19268	37553	17.5	34.1
22	0	1	1	-1	18510	36794	17.1	34.1
23	1	0	0	1	19237	37454	17.5	34.0
24	-1	-1	0	1	18782	36754	17.3	33.9
25	-1	0	0	1	18639	36625	17.2	33.8
26	0	-1	0	1	18777	36326	17.4	33.6
27	0	0	0	1	18385	35955	17.0	33.3
28	1	1	0	1	18347	36567	16.7	33.2
29	1	0	1	-1	17674	36351	16.1	33.0
30	-1	0	1	-1	17256	35744	15.9	33.0
31	-1	1	0	1	17738	35733	16.4	33.0
32	0	1	0	1	17421	35125	16.1	32.5
33	0	0	1	-1	16894	35098	15.6	32.5
34	-1	-1	1	-1	16009	34290	14.8	31.6
35	1	-1	1	-1	16221	34816	14.7	31.6
36	1	1	0	0	16796	34654	15.3	31.5
37	1	0	0	0	16619	34458	15.1	31.3
38	-1	0	0	0	16281	33826	15.0	31.2
39	-1	1	0	0	16163	33751	14.9	31.1
40	0	-1	1	-1	15444	33510	14.3	31.0
41	1	-1	0	0	16207	34041	14.7	30.9

Casos	Pseudo componentes	Temperatura	Q vapor	X vapor	Np (m ³ std) 5 anos	Np (m ³ std) 15 anos	Fr (%) 5 anos	Fr (%) 15 anos
42	0	1	0	0	15927	33217	14.8	30.8
43	-1	-1	0	0	15745	33287	14.5	30.7
44	0	0	0	0	15764	33049	14.6	30.6
45	0	-1	0	0	15399	32736	14.3	30.3
46	1	1	0	-1	15210	32844	13.8	29.8
47	-1	1	0	-1	14655	31923	13.5	29.5
48	0	1	0	-1	14217	31312	13.2	29.0
49	1	0	0	-1	13693	31040	12.4	28.2
50	-1	0	0	-1	13383	30247	12.3	27.9
51	0	0	0	-1	13187	29883	12.2	27.7
52	1	-1	0	-1	12942	29915	11.8	27.2
53	-1	-1	0	-1	12514	29057	11.5	26.8
54	0	-1	0	-1	12243	28715	11.3	26.6
55	1	-1	-1	1	12389	28730	11.3	26.1
56	1	0	-1	1	12381	28679	11.2	26.0
57	-1	-1	-1	1	12003	27872	11.1	25.7
58	-1	0	-1	1	11936	27846	11.0	25.7
59	0	-1	-1	1	11800	27566	10.9	25.5
60	0	0	-1	1	11756	27517	10.9	25.5
61	1	1	-1	1	11703	27566	10.6	25.0
62	-1	1	-1	1	11554	26959	10.7	24.9
63	0	1	-1	1	11062	26275	10.2	24.3
64	1	1	-1	0	10884	26317	9.9	23.9
65	1	0	-1	0	10797	26123	9.8	23.7
66	1	-1	-1	0	10573	25879	9.6	23.5
67	-1	1	-1	0	10548	25416	9.7	23.5
68	-1	0	-1	0	10489	25266	9.7	23.3
69	0	1	-1	0	10343	25087	9.6	23.2
70	0	0	-1	0	10276	24991	9.5	23.1
71	-1	-1	-1	0	10379	25029	9.6	23.1
72	0	-1	-1	0	10038	24603	9.3	22.8
73	1	1	-1	-1	9725	24574	8.8	22.3
74	-1	1	-1	-1	9527	23777	8.8	21.9
75	0	1	-1	-1	9291	23439	8.6	21.7
76	1	0	-1	-1	8984	23168	8.2	21.0
77	-1	0	-1	-1	8672	22347	8.0	20.6
78	0	0	-1	-1	8517	22108	7.9	20.5
79	1	-1	-1	-1	8385	22027	7.6	20.0
80	-1	-1	-1	-1	8179	21384	7.5	19.7
81	0	-1	-1	-1	7995	21090	7.4	19.5

Foi realizada uma análise estatística do Sistema 03. Verificou-se a existência de algumas diferenças comparadas com as primeiras análises. O parâmetro Número de componentes exerceu influência significativa na produção acumulada de óleo.

A Figura 5-20 ilustra o diagrama de Pareto para a análise estatística envolvendo o sistema 03 para um período de 5 anos, tendo como resposta a produção acumulada de óleo.

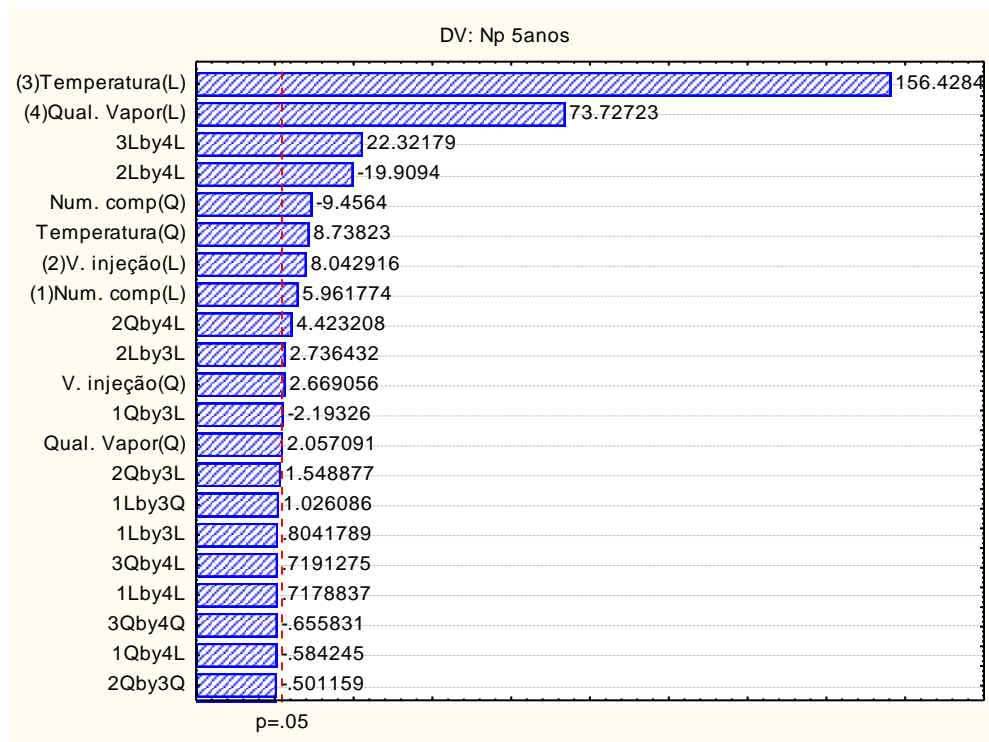


Figura 5-20 – Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 5 anos (Sistema 03).

Nessa análise, foram encontradas algumas diferenças em relação às análises realizadas anteriormente. Isso se deve ao fato dos modelos de fluidos serem diferentes. A temperatura foi o parâmetro que apresentou maior significância, influenciando positivamente na produção acumulada de óleo. Ou seja, um aumento na temperatura/pressão do vapor, incrementa a produção acumulada de óleo. A vazão de injeção de vapor e a qualidade do vapor continuaram influenciando positivamente na produção acumulada de óleo. Um incremento em um desses parâmetros aumenta a produção acumulada de óleo, porém com uma menor significância. O número de componentes influenciou positivamente. Ou seja, quanto maior o número de componentes maior é a produção acumulada de óleo. A interação entre a temperatura e a qualidade do vapor (3Lby4L) aumenta a produção acumulada de óleo

enquanto que a interação entre a qualidade do vapor e a vazão de injeção (2Lby4L) e a interação quadrática do número de componentes, influenciaram negativamente na resposta, isto é, um incremento de uma dessas interações diminui a produção acumulada de óleo.

A Figura 5-21 mostra o diagrama de Pareto para a análise estatística envolvendo o sistema 03 para um período de 15 anos, tendo como resposta a produção acumulada de óleo.

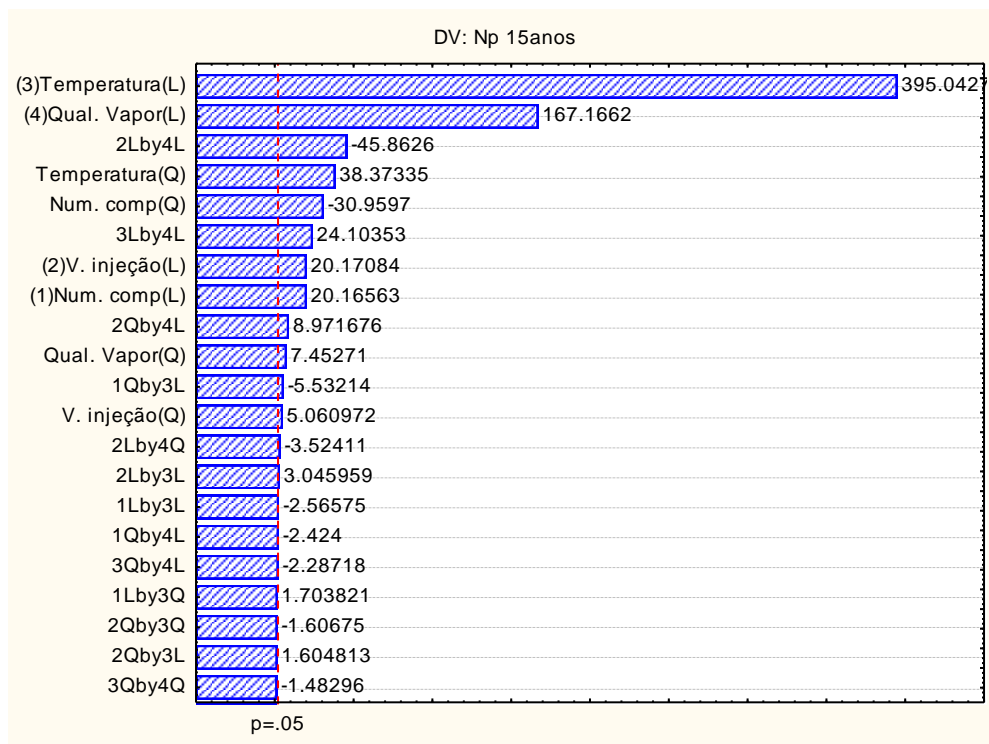


Figura 5-21 - Diagrama de Pareto para a produção acumulada de óleo em 15 anos (Sistema 03).

Para um período de 15 anos, o diagrama de Pareto apresentou pequenas diferenças comparado com o período de 5 anos. A interação entre a qualidade do vapor e a vazão de injeção (2Lby4L) influenciou negativamente na produção acumulada de óleo, porém com uma maior significância. Um incremento nessa interação diminui a produção de óleo.

Os dois diagramas de Pareto (Figura 5-20 e Figura 5-21) mostraram também que a interação entre o número de componentes e a temperatura do vapor é significativa (1Qby3L). Este resultado pode ser devido ao fato de que a destilação dos componentes do petróleo depende, entre outros fatores, da temperatura. Neste sistema 03, este comportamento foi mais evidente devido à distribuição dos componentes mais pesados do petróleo nos agrupamentos.

A Figura 5-22 mostra a superfície de resposta da interação entre o número de componentes e a temperatura no período de 5 anos de produção. Verifica-se que quanto maior for a temperatura, maior é a produção acumulada de óleo. Percebe-se que com o aumento da temperatura, à medida que o número de componentes aumenta, há um pequeno aumento na produção acumulada de óleo.

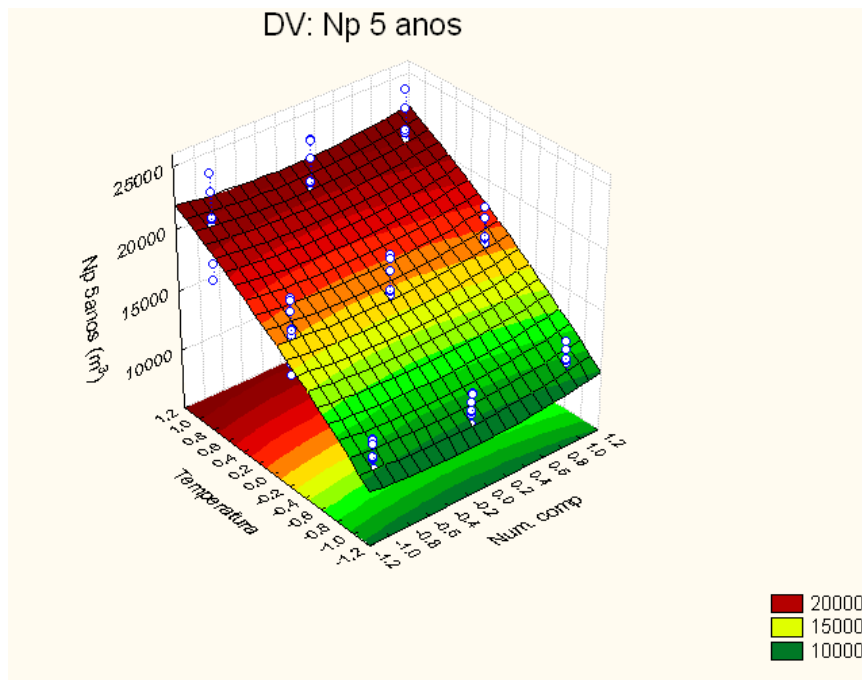


Figura 5-22 – Superfície de resposta do número de componentes versus temperatura para o período de 5 anos.

A Figura 5-23 mostra a superfície de resposta da interação entre o número de componentes e a temperatura no período de 15 anos de produção. O comportamento da interação para esse período é semelhante ao período de 5 anos.

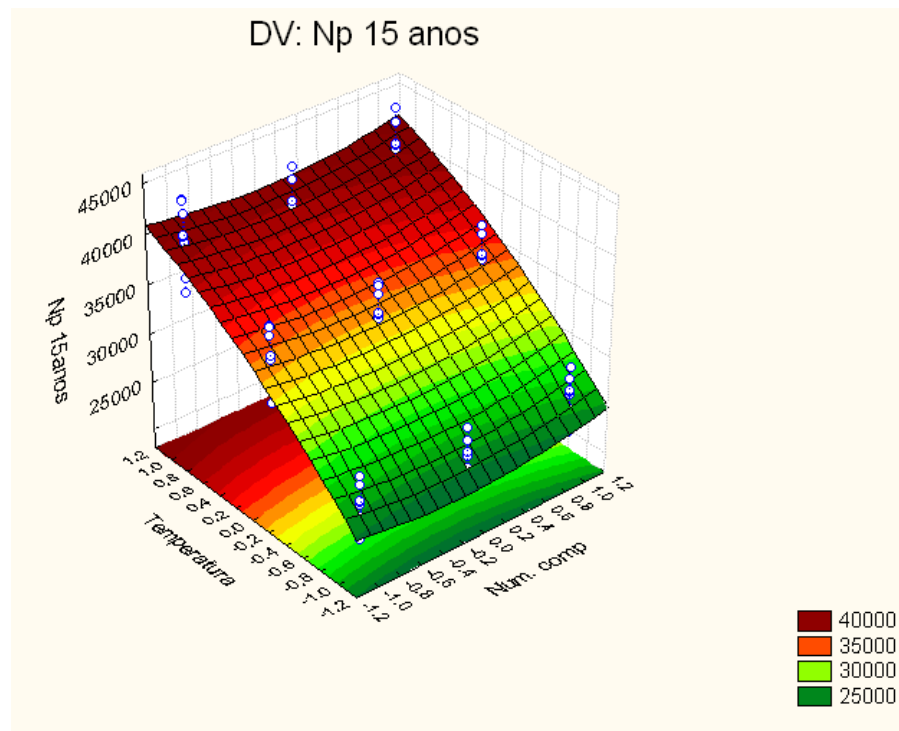


Figura 5-23 – Superfície de resposta do número de componentes versus temperatura para o período de 15 anos.

A interação entre a vazão de injeção e a qualidade do vapor está ilustrada nas Figura 5-24 e Figura 5-25. Verifica-se que para valores de qualidade de vapor mais alto, a produção acumulada de óleo aumenta. Já a vazão de injeção exerce uma influência menor que a qualidade de vapor.

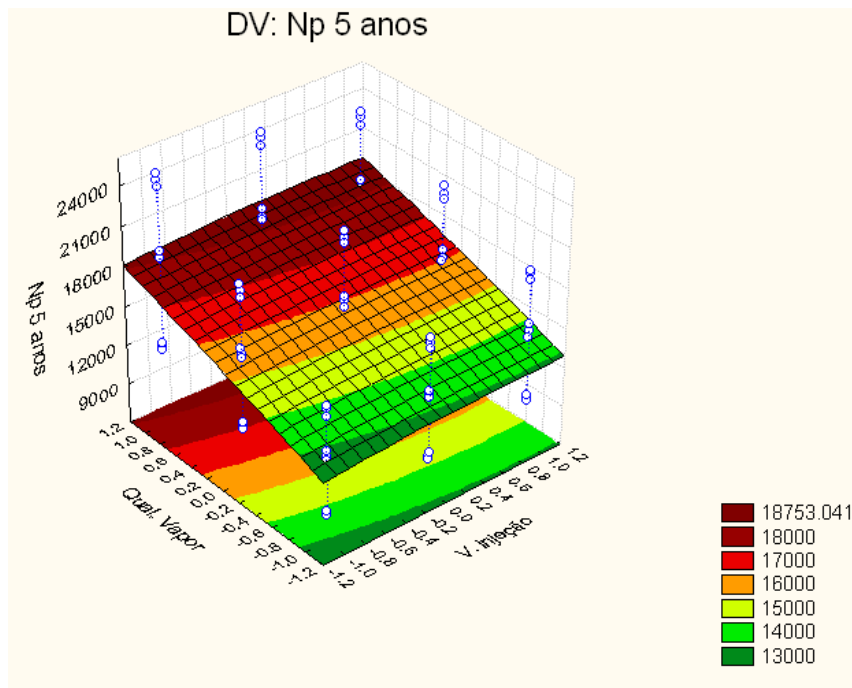


Figura 5-24 – Superfície de resposta da vazão de injeção versus qualidade do vapor para o período de 5 anos.

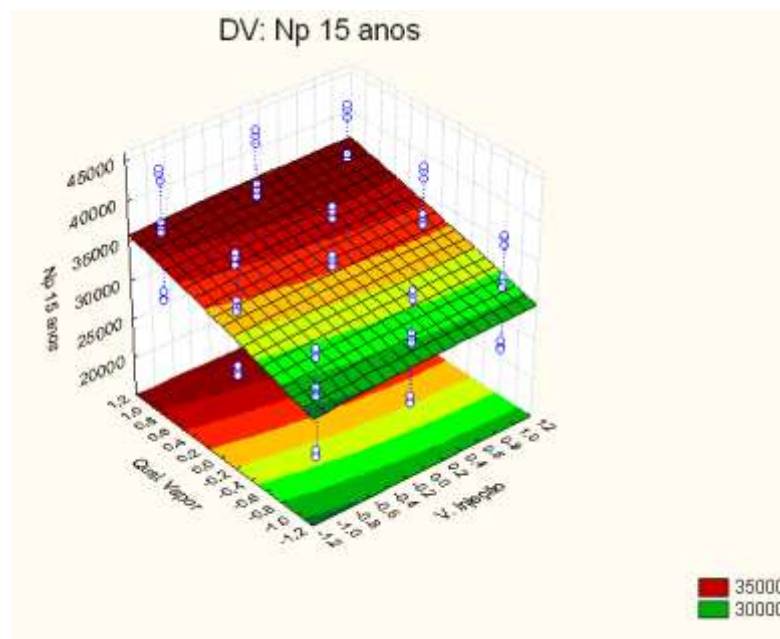


Figura 5-25 – Superfície de resposta da vazão de injeção versus qualidade do vapor para o período de 15 anos.

A Figura 5-26 mostra a superfície de resposta da interação entre a qualidade de vapor e a temperatura no período de 5 anos de produção. O comportamento da superfície de resposta indica que as maiores temperaturas em conjunto com as maiores qualidades do vapor

proporcionam aumentos significativos na produção acumulada de óleo. O mesmo comportamento pode ser observado, para um período de 15 anos, na Figura 5-27.

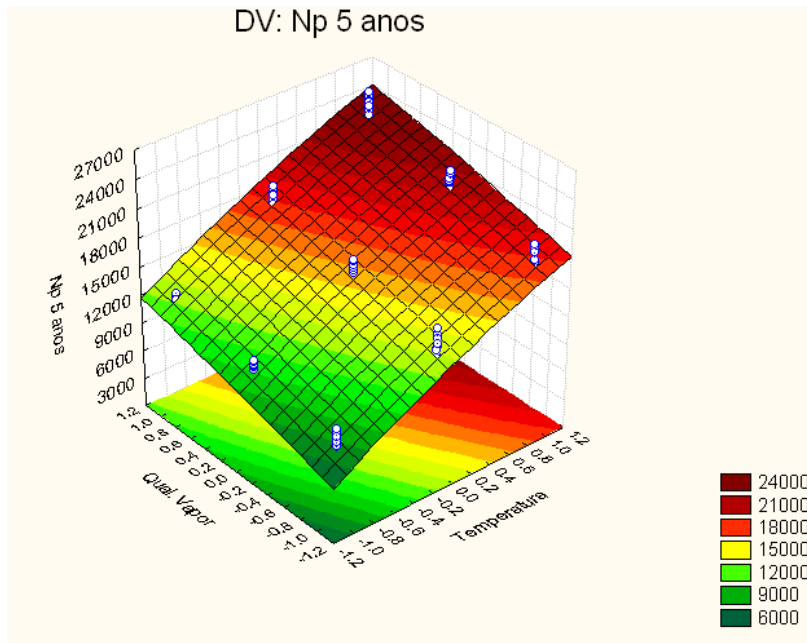


Figura 5-26 – Superfície de resposta da temperatura versus qualidade do vapor para o período de 5 anos.

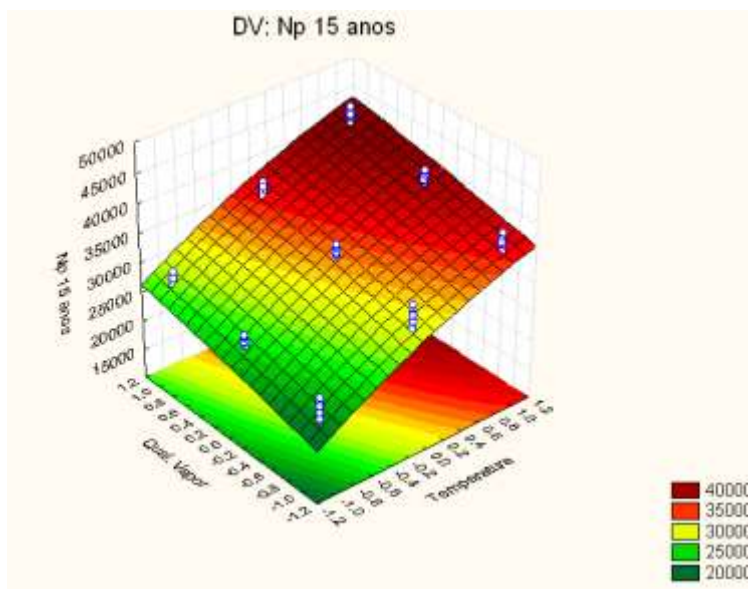


Figura 5-27 – Superfície de resposta da temperatura versus qualidade do vapor para o período de 15 anos.

A Figura 5-28 mostra o comportamento da vazão de óleo para três diferentes agrupamentos do sistema 03, nas mesmas condições. Observa-se uma pequena diferença nos primeiros anos de produção, porém as vazões se aproximam nos anos finais.

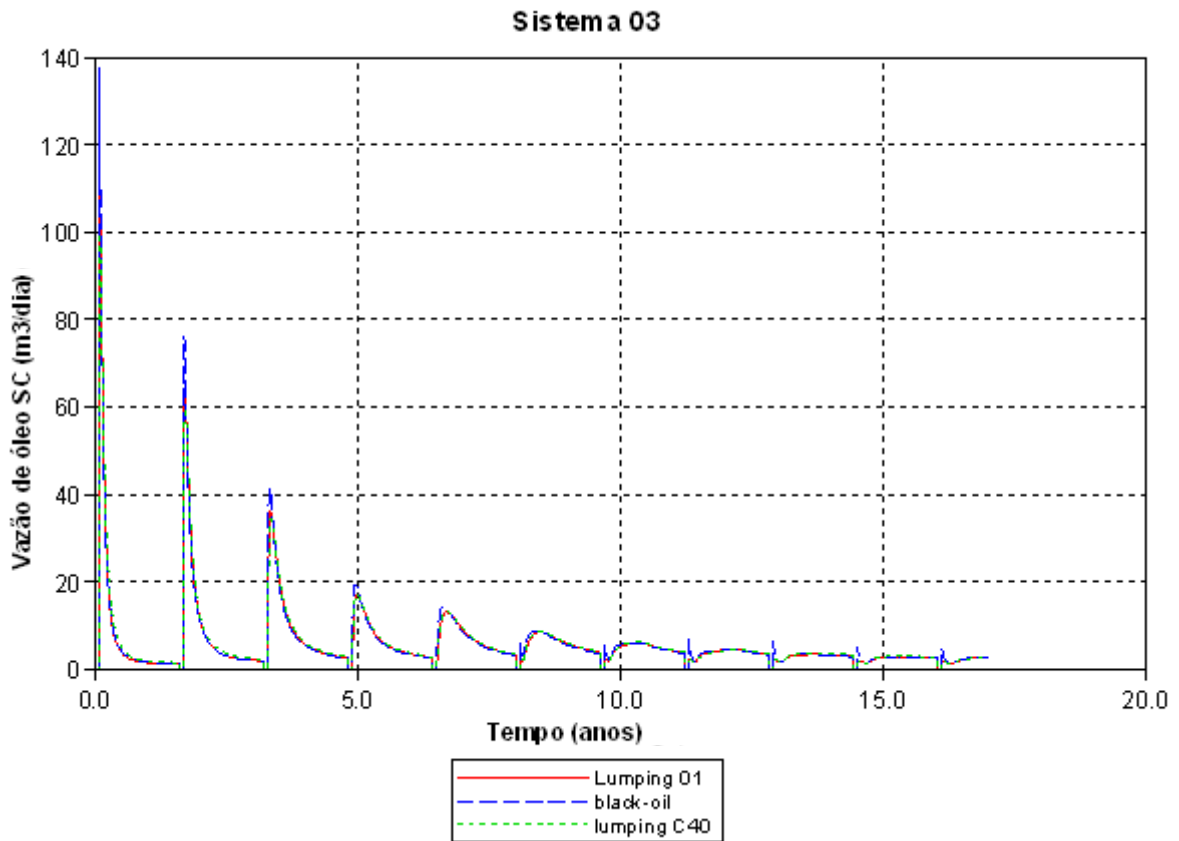


Figura 5-28 – Comparação da vazão de óleo nos três diferentes agrupamentos do sistema 03.

Na Figura 5-29 pode-se observar a vazão de óleo produzido nos três agrupamentos do sistema 03, com mais detalhes, em um período de 5 anos, onde é possível visualizar com mais facilidade as diferenças entre as vazões dos três agrupamentos do sistema 03.

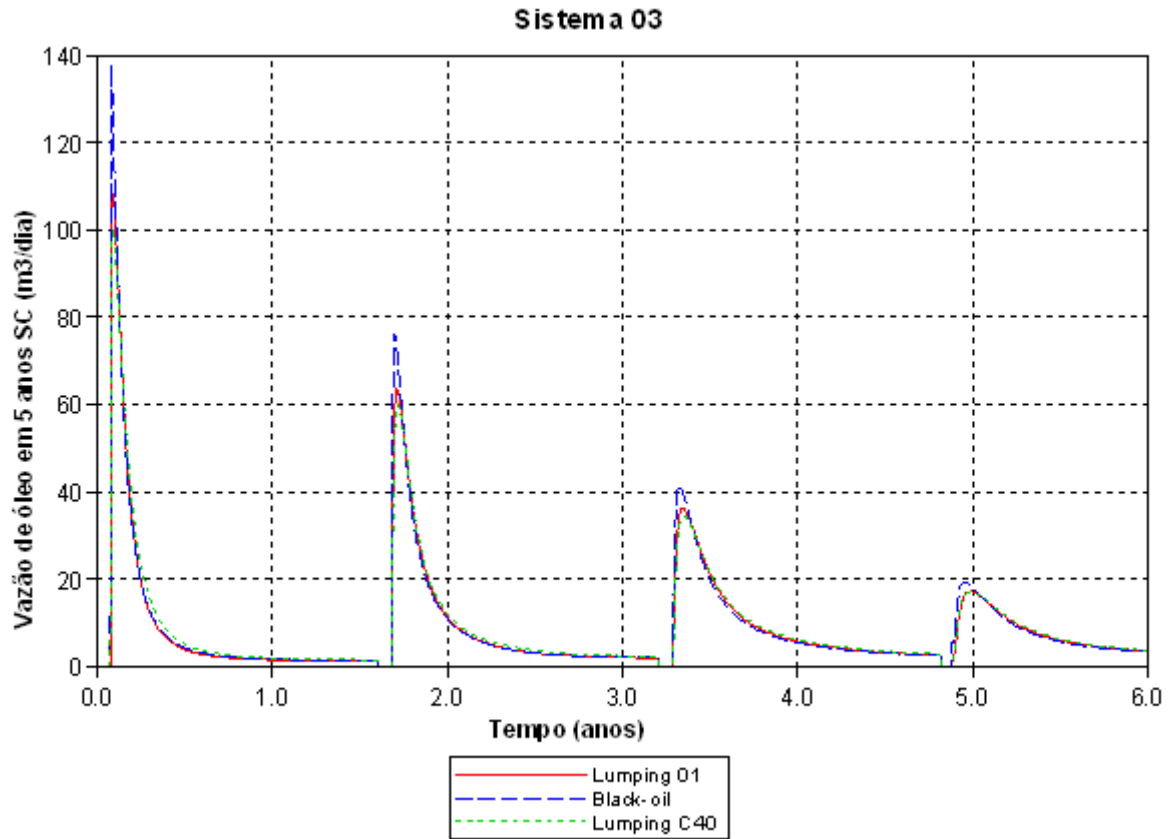


Figura 5-29 - Comparação da vazão de óleo nos três diferentes agrupamentos do sistema 03 em um período de 5 anos.

O percentual da diferença entre as vazões de óleo do modelo “*Black-oil*” e o modelo “*Lumping C40*”, durante 10 anos, estão representadas na Figura 5-30, tomando como base o modelo “*Black-oil*”. Essa diferença foi calculada através da equação (5.1):

$$Diferença (\%) = \left(\frac{Q_B - Q_C}{Q_B} \right) * 100 \quad (5.1)$$

Onde, Q_B é a vazão dos experimentos do modelo “*Black-oil*” e Q_C é a vazão dos experimentos do modelo “*lumping C40*”.

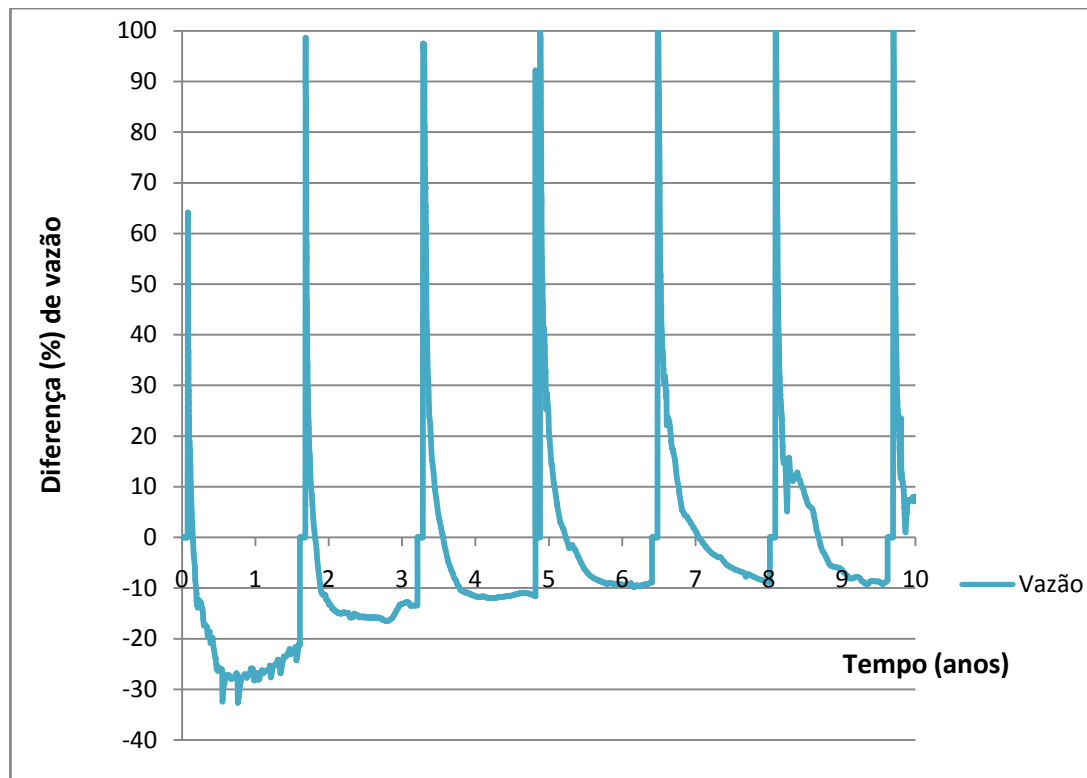


Figura 5-30 – Percentual da diferença entre as vazões de produção do modelo “*Black-oil*” e o modelo “*Lumping C40*”.

Os valores positivos indicam que o modelo “*Black-oil*” está apresentando uma vazão maior que o “*Lumping C40*”. Percebe-se uma grande diferença nos picos de vazão, porém esse intervalo de tempo é curto. Na maior parte do tempo, observa-se que vazão de óleo para o modelo “*Lumping C40*” é maior que o “*Black-oil*”. Embora essa diferença não seja tão elevada quanto nos picos de vazão, ela prevalece durante um intervalo de tempo maior, compensando a diferença de vazão que ocorre nos picos. Isso faz com que não se tenha grandes diferenças nas produções de óleo acumulada nos dois modelos de fluido.

A Figura 5-31 mostra a produção acumulada de óleo durante 15 anos, para os três agrupamentos do sistema 03, correspondendo aos casos 01, 02 e 05 da Tabela 5.6. Percebe-se que a produção acumulada de óleo não apresentou grandes diferenças nos casos analisados.

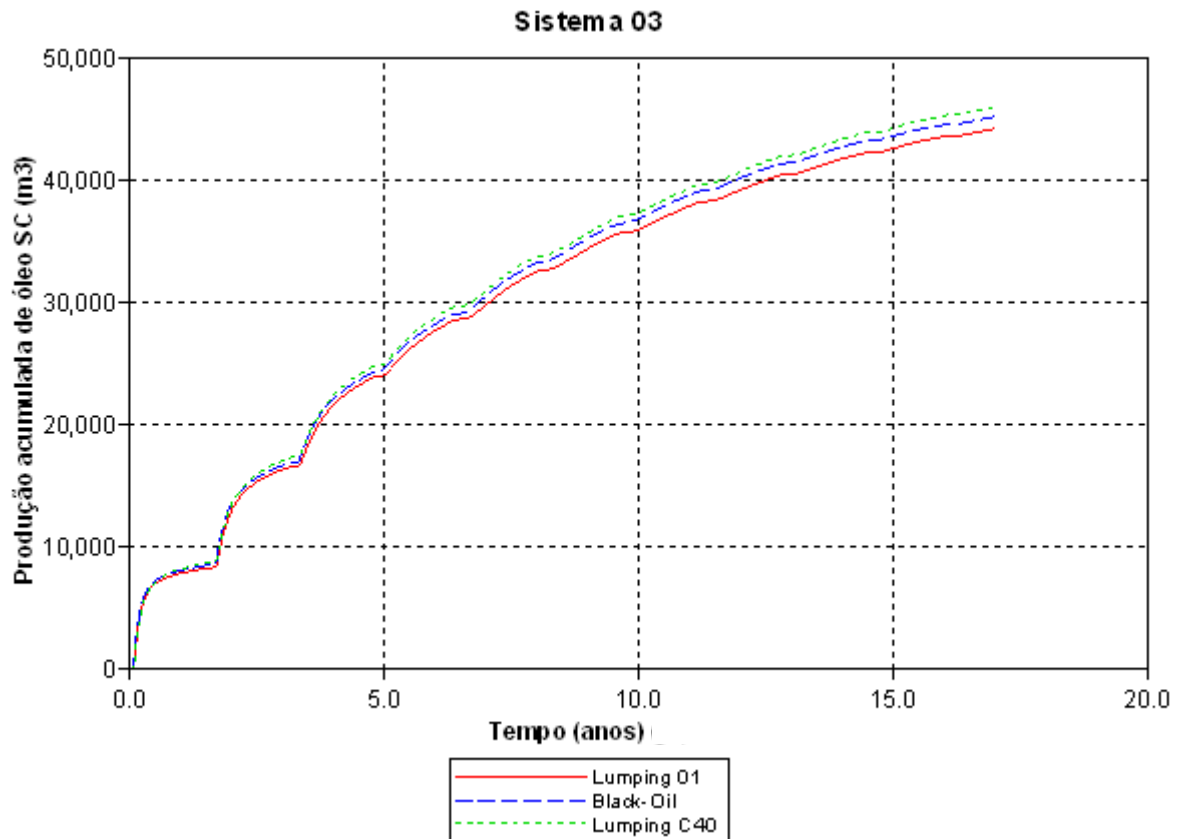


Figura 5-31 – Produção acumulada de óleo para os três Lumpings do sistema 03($T = 351^{\circ}\text{C}$, $X = 0,9$ e $Q = 300$ t/dia).

5.7 Comparação entre diferentes modelos de fluidos

Nesta seção são mostrados os resultados encontrados para os diferentes agrupamentos dos modelos de fluidos estudados que foram mais influentes nos resultados.

Com relação ao tempo gasto nas simulações, foi constatado que quanto maior o número de componentes, maior é o tempo gasto na simulação. A Tabela 5.7 mostra o tempo de simulação de cada “Lumping” do sistema 03 em relação ao modelo “Black-oil” e as produções acumulada de óleo. Esses casos são os mesmos analisados na Figura 5-31. O tempo de simulação do sistema “Black-oil” foi chamado de T, enquanto que os demais sistemas tiveram o tempo de simulação em função de T.

Tabela 5.7 – Tempo de simulação e produção acumulada de óleo para cada agrupamento do sistema 03 (Temperatura = 351°C, Qvapor = 300 t/dia, Xvapor = 0,90).

Agrupamentos	Tempo de simulação	Óleo recuperado em 15 anos (m ³ std)
"Black-Oil"	T	43564
"Lumping 01"	1,71 x T	42576
"Lumping C40"	4,89 x T	44226

A Figura 5-32 mostra uma comparação da produção acumulada de óleo para os casos 37, 38 e 44 da Tabela 5.6. Observa-se que não há grandes diferenças entre as produções. No final da produção verifica-se que o "Lumping C40" (mais pesado C40+) apresenta uma produção acumulada de óleo 4% maior que o "Lumping 01" (mais pesado C20+), mas com uma diferença no tempo de simulação de 2,3 vezes. O modelo que mais consumiu tempo computacional foi o "Lumping C40" de 30min e 4 s em um computador de 2,33 GHz e 3,0 GB de RAM, com um processador duplo. O modelo que ocupou um menor tempo computacional foi o "Black-oil" que tardou 4min e 21 s no mesmo computador, sendo que o modelo "Lumping C40" apresentou uma produção de óleo 1,8% maior que o "Black-oil". Essas diferenças na produção podem ser calculadas pela equação (5.2):

$$\text{diferença (\%)} \text{ na produção} = \left(\frac{N_{PC40} - N_{Pbl}}{N_{PC40}} \right) * 100 \quad (5.2)$$

Onde, N_{PC40} é a produção acumulada de óleo do modelo "Lumping C40" e N_{Pbl} é a produção acumulada de óleo para o modelo "Black-oil".

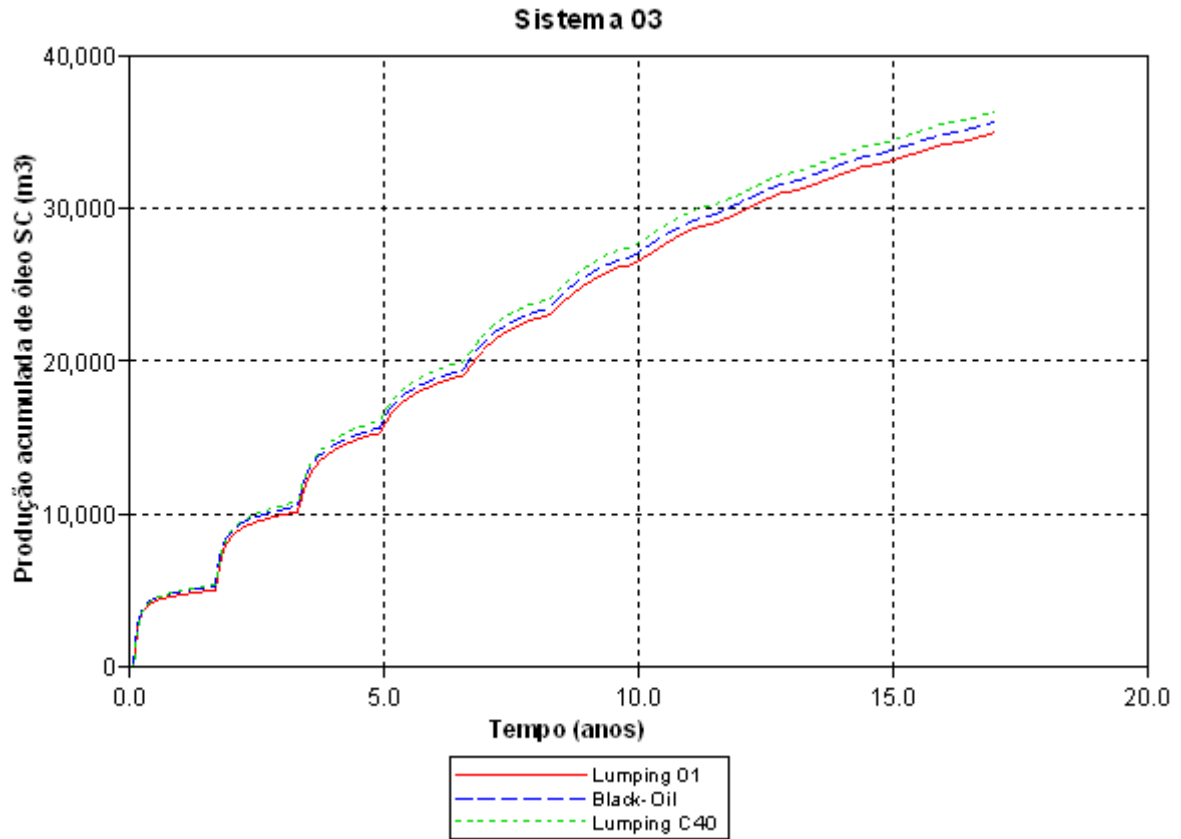


Figura 5-32 – Produção acumulada de óleo para os três Lumpings do sistema 03 ($T = 288^{\circ}\text{C}$, $Q_{\text{vapor}} = 200 \text{ t/dia}$ e $X_{\text{vapor}} = 0,65$).

A Figura 5-33 mostra uma comparação da produção acumulada dos componentes mais pesados de cada caso estudado, ou seja C_{20+} do Lumping 01, C_{40+} do Lumping C40 e todo o óleo do Black-oil. Como era de se esperar a produção acumulada do modelo Black-oil é maior, porque estão sendo considerados todos os componentes pesados e intermediários do óleo no modelo. O modelo C_{20+} mostra uma produção acumulada intermediária, porque o componente pesado do óleo é 70%, e por último se observa a curva de N_p do sistema C40 que possui a menor quantidade do componente pesado.

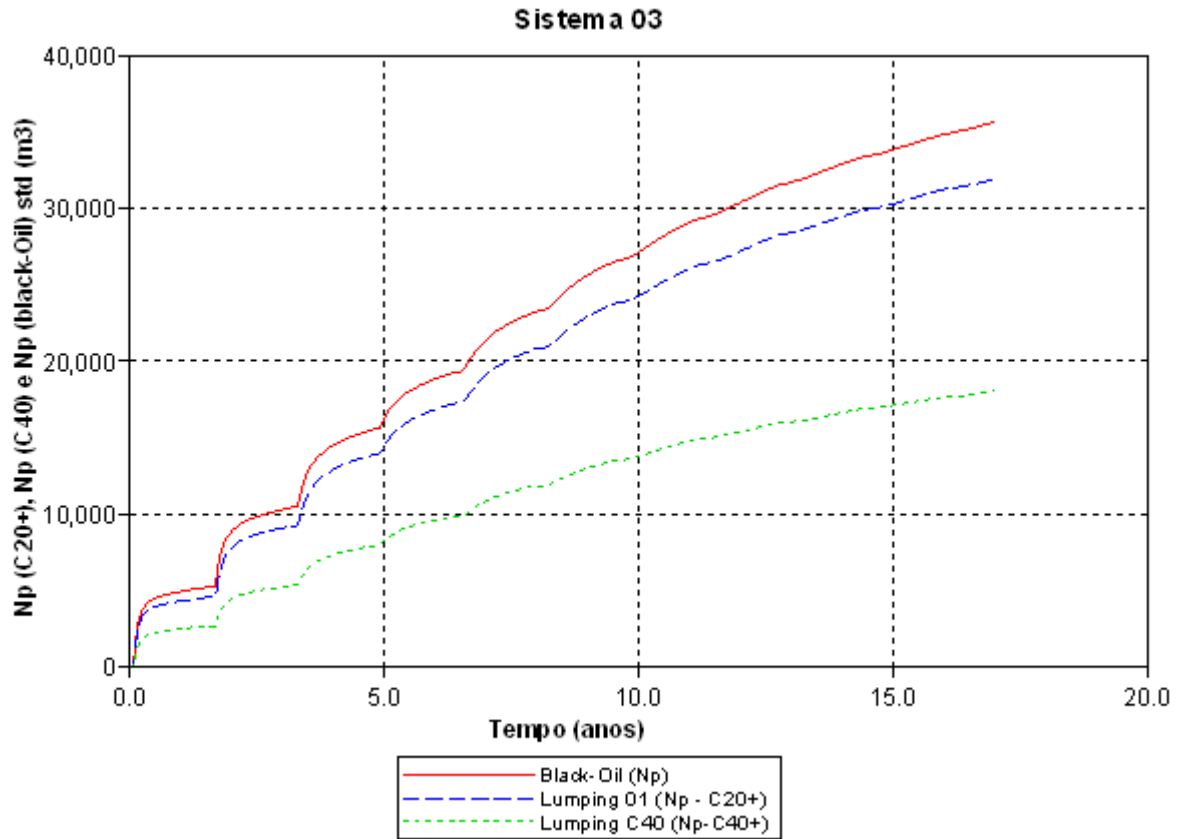


Figura 5-33 – Comparação entre a produção acumulada do componente C20+ do “Lumping 01”, componente C40+ do “Lumping C40” e o “Black-oil”.

A Figura 5-34 mostra a produção acumulada de óleo de todos os componentes do “Lumping 01” com exceção do componente C20+. Já a produção acumulada dos componentes C1 ao C19 do “Lumping C40” está representada na Figura 5-35.

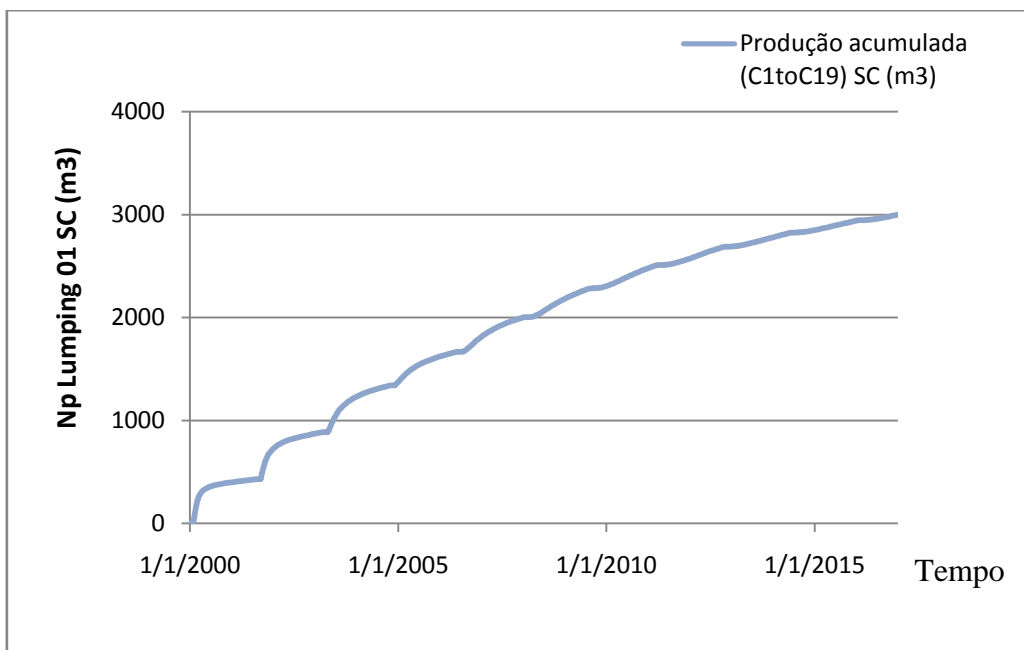


Figura 5-34 – Produção acumulada dos componentes mais leves que o C20+ (C1 ao C19) do “Lumping 01”.

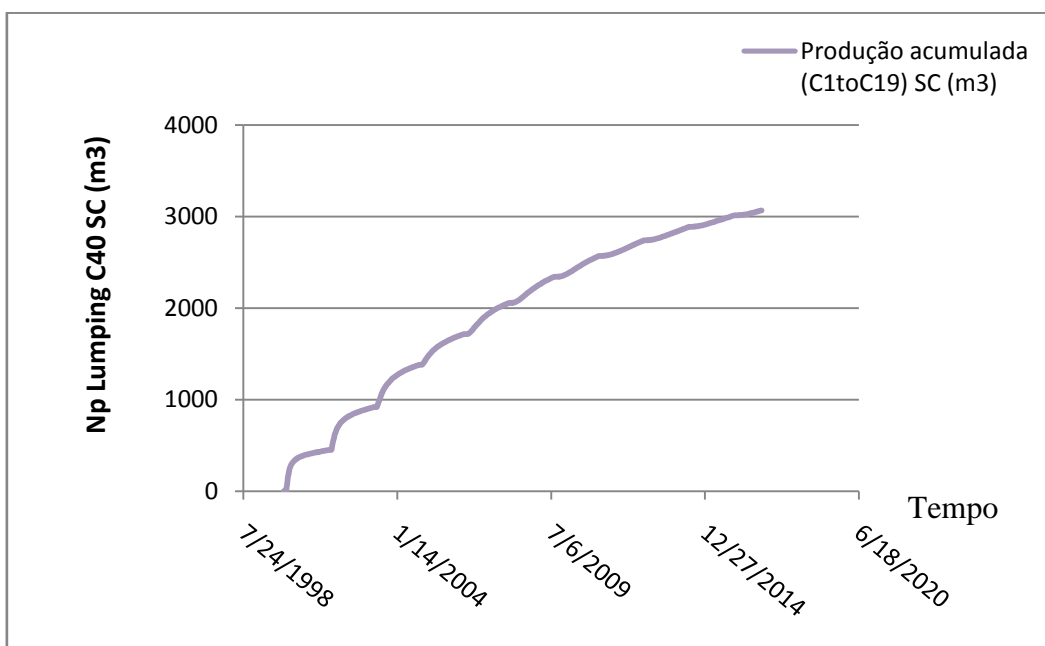


Figura 5-35 – Produção acumulada dos componentes C1 ao C19 do “Lumping C40”.

Percebe-se que a produção acumulada dos componentes C1 ao C19 para os “Lumping 01” e “Lumping C40”, no período de 16 anos, não apresentaram grandes diferenças. Ou seja, a diferença entre a produção acumulada do “Lumping 01” e a do “Lumping C40” está no fato do componente C20+ ter uma fração molar de aproximadamente 70%, enquanto que o componente C40+ possui uma fração molar de 25 %.

A Figura 5-36 mostra o perfil de densidades do óleo para os três agrupamentos do sistema 03 antes do poço entrar em produção e a Figura 5-37 mostra o perfil de densidades do óleo para os três agrupamentos após 15 anos de produção. São mostrados os perfis de densidade do modelo “Lumping 01”, “Black-oil” e “Lumping C40”, respectivamente.

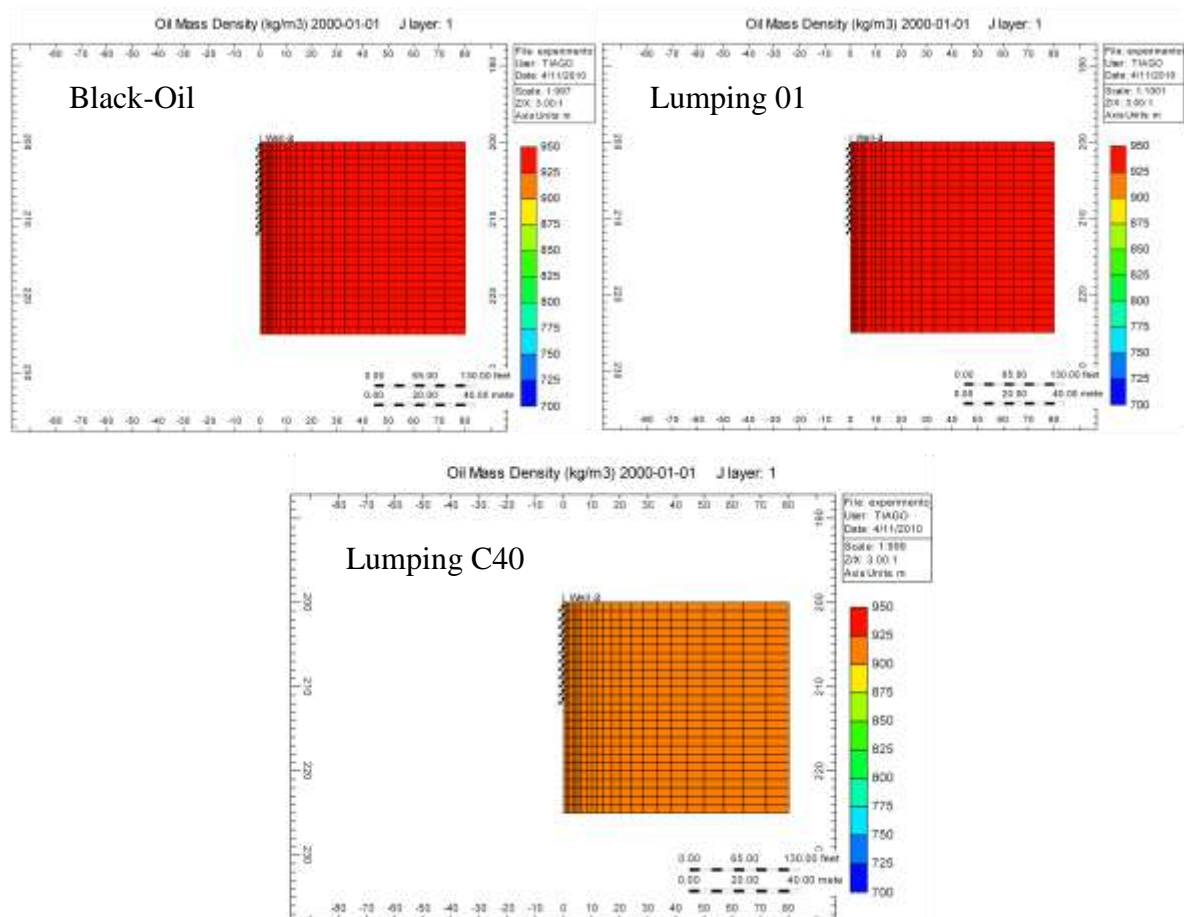


Figura 5-36 – Perfil de densidade do óleo dos modelos “Lumping 01”, Black-oil e “Lumping C40”, antes da produção.

Através da Figura 5-37 é possível ver que a densidade do óleo do reservatório teve uma pequena redução, comparada com a densidade antes da produção. Isso se deve ao aquecimento que o óleo sofreu durante os ciclos de injeção de vapor, resultando numa expansão do óleo e consequentemente, uma redução da densidade.

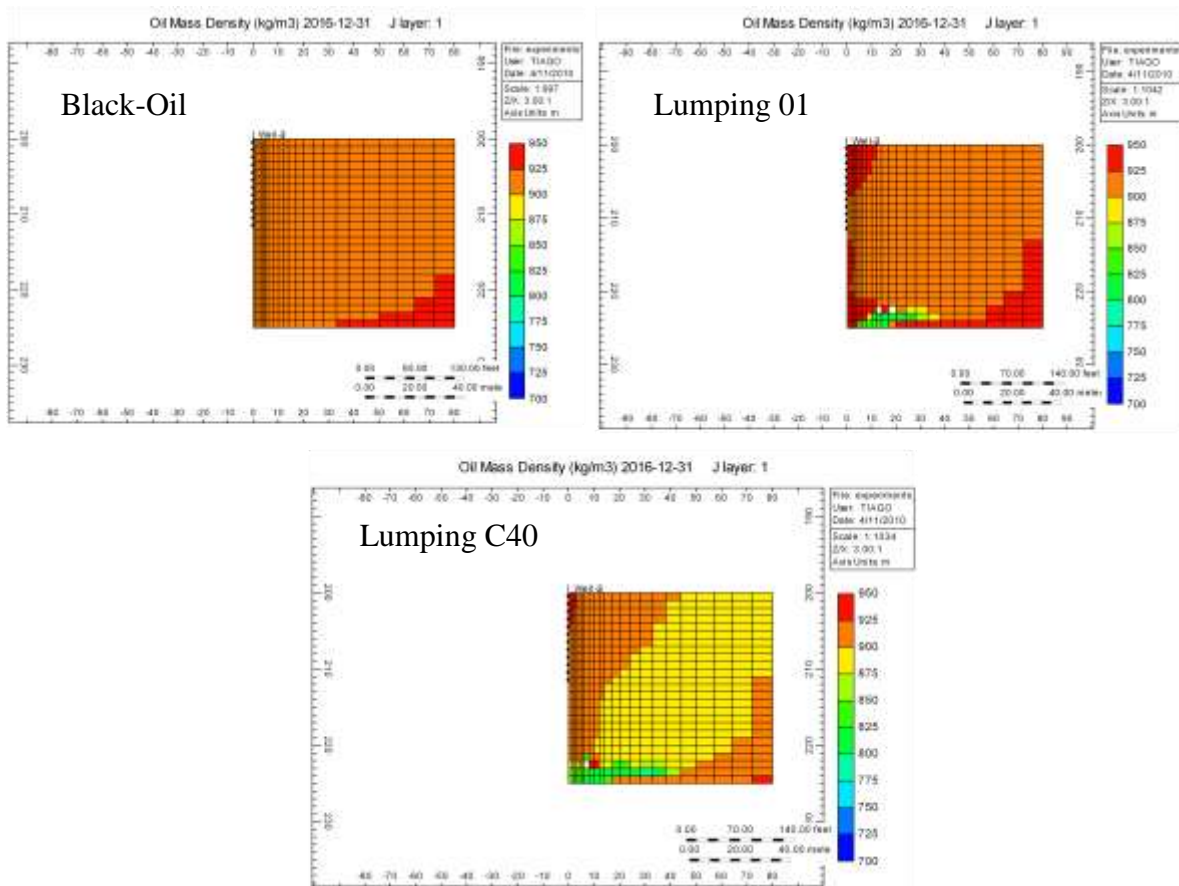


Figura 5-37 – Perfil de densidade do óleo dos modelos “Lumping 01”, Black-oil e “Lumping C40”, após 15 anos de produção.

A Tabela 5.8 mostra os valores dos pesos moleculares para os diferentes modelos de agrupamento de componentes do sistema 03 no início e no final da produção, para que se tenha uma idéia do óleo restante no reservatório.

Tabela 5.8- Peso molecular do óleo no início e no final da produção nos três agrupamentos do sistema 03.

Agrupamento	PM Inicial	PM Final
Lumping 01	453,1 kg/kg mol	479,1 kg/kg mol
Black-oil	451,19 kg/kg mol	478,79 kg/kg mol
Lumping C40	452,1 kg/kg mol	478,98 kg/kg mol

Como se pode observar, o peso molecular no final da produção é maior nos três casos analisados. Isso mostra que ao final da vida produtiva do reservatório, o volume de óleo restante corresponde às frações mais pesadas do óleo estudado.

Nesta seção se observou que, para o processo de injeção cíclica com o modelo de fluidos estudados, o número de componentes não foi significativo na produção de óleo. Então é necessário um melhor modelo de fluidos que não seja tão simples como o modelo Black-oil nem tão complexo como o “Lumping C40”, isto para considerar o projeto dos equipamentos de tratamento de fluidos, onde vai acontecer depois a separação do gás, da água e do óleo.

Se o interesse é apenas o óleo produzido, pode ser observado que se diminui o tempo computacional com a diminuição do número de componentes sem afetar a produção de óleo em todo o período de produção estudado. As diferenças encontradas na produção acumulada de óleo, com os modelos analisados, podem ser desprezíveis comparadas com a produção total.

Para alguns modelos estudados, o número de componentes influenciou na produção, porém outros modelos não tiveram tanta influência. O efeito do número de componentes pode ser considerável, dependendo do que se deseja analisar. O modelo composicional facilita a análise da qualidade do óleo restante no reservatório.

Os resultados obtidos nesse estudo mostram que os diversos trabalhos realizados com a injeção cíclica utilizando modelos “Black-oil”, se aproximam bem da realidade, visto que não apresentam grandes diferenças, comparados com os modelos composicionais.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Este capítulo trata das conclusões obtidas para todos os casos analisados e das recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

As principais conclusões obtidas da análise do processo de injeção cíclica de vapor foram:

Os parâmetros que mais influenciaram na produção de óleo e fator de recuperação foram a vazão de injeção, a qualidade e a temperatura do vapor. Um aumento em um desses parâmetros incrementa a produção acumulada de óleo, isto no intervalo estudado de cada um deles.

Nesse processo com o modelo de fluidos estudados, o número de componentes foi significativo na produção de óleo em alguns casos analisados e insignificantes para outros.

A temperatura passa a ter uma influência bastante significativa à medida que o número de componentes aumenta em um sistema.

A interação entre o número de componentes e a temperatura do vapor foi significativa para alguns modelos estudados. Este resultado pode ser devido ao fato de que a destilação dos componentes do petróleo depende, entre outros fatores, da temperatura.

Com relação ao tempo gasto nas simulações, foi constatado que quanto maior o número de componentes, maior é o tempo gasto na simulação, mas a diferença na produção acumulada de óleo não é muito grande. O modelo composicional “Lumping C40” (12 pseudocomponentes) gasta um tempo 5 vezes maior que o tempo gasto para simular o modelo “Black-oil” (2 pseudocomponentes) e a produção acumulada de óleo no entanto, tem uma diferença de apenas 1,8% entre esses modelos nos experimentos com temperatura igual a 351°C, qualidade do vapor igual a 0,90 e vazão de injeção igual a 300 t/dia.

Se o interesse é apenas o óleo produzido, pode ser observado que se diminui o tempo computacional com a diminuição do número de componentes sem grandes diferenças na produção de óleo em todo o período de produção estudado.

Os resultados obtidos nesse estudo mostram que os diversos trabalhos realizados com a injeção cíclica utilizando modelos “*Black-oil*”, se aproximam bem da realidade, visto que não apresentam grandes diferenças, comparados com os modelos multicomponentes.

6.2 Recomendações

Recomenda-se realizar um estudo de sistemas multicomponentes na injeção contínua de vapor, comparando os resultados com os resultados obtidos através de modelos “*Black-oil*”.

Recomenda-se analisar a influência do número de componentes no estudo da injeção cíclica em reservatórios de óleo leve.

Recomenda-se fazer um estudo da segregação gravitacional na injeção de vapor utilizando modelos multicomponentes.

7 Referências Bibliográficas

- AZIZ K., RAMESH A. B., WOO P. T., *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators*, SPE, 13510, 1987.
- BARILLAS, J. L. M. *Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor*. 2008. 165 p. Tese de Doutorado, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, 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. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. *Como Fazer Experimentos – Pesquisa e Desenvolvimento na Ciência e na Indústria*. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2001. v. 2. 401 p.
- BAUTISTA, E. V. *Análise Paramétrica da Simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás*. 2010. 159 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- BRAGANÇA G. H. *Análise de Sensibilidade dos Parâmetros Termodinâmicos nos Modelos Preditivos de Escoamento de Fluidos de Reservatórios de Petróleo*. 2002. 189 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.
- DA MATA, W. *Récuperation Assistée dès Petroles Visqueux par Ondes Electromagnétiques*. Tese de Doutorado. INPT-ENSEEIH – Toulouse – França, 1993a.
- FAROUQ ALI S. M. *Heavy Oil-evermore Mobile*. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 37, 5-9, 2003.
- FAROUQ ALI S. M.; TAMIN M. *A new Analytical Cyclic Steam Stimulation Model Including Formation Fracturing*, University of Alberta; 95-62, 1995.
- GREEN, D. W.; WILLHITE G. P. *Enhanced Oil Recovery*, USA: SPE textbook series, 1998.

- GURGEL, A. R. *Estudo Paramétrico da Injeção de Vapor em Reservatórios Delgados*. 2009. 107 p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- KAI LIU. *Reduce the Number of Components for Compositional Reservoir Simulation*, SPE, 66363, 2001.
- LACERDA J. A. *Curso de métodos Térmicos Analíticos*. E e P – RNCE/GERETV-II, Natal, 2000.
- OLIVEIRA H. J. M. *Estudo Paramétrico da Recuperação de Petróleo Pesado por Aquecimento Eletromagnético Resistivo*. 2010. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- QUEIROZ G. O. *Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado*. 2005. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- RODRIGUES, M. A. F. *Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor*. 2008. 181 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- TERMAL OIL RECOVERY: Sefton Resources, Inc. Den ver, Colorado-USA. Acesso: www.seftonresources.com em 25/08/2010.
- THOMAS, J. E et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- VASANTHARAJAN Z S. et al. *Inflow Performance of Cyclic Steam Stimulation Using Horizontal Well*, SPE, 127518, 2009.
- WILLIAN D. McCAIN, Jr. *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1990.