



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

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR
EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Balbina Raquel De Brito Correia

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

NATAL/RN, junho de 2014.

BALBINA RAQUEL DE BRITO CORREIA

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia do Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

NATAL/RN, junho de 2014.

BALBINA RAQUEL DE BRITO CORREIA

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 06 de junho de 2014.

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Orientador- UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro Examinador – UFRN

Prof. Msc. Antônio Robson Gurgel
Membro Examinador – UFERSA

RESUMO

A injeção contínua de vapor é uma alternativa de recuperação especial de óleo utilizada em reservatórios de óleos pesados, uma vez que permite a redução da viscosidade e melhoria na mobilidade do óleo no meio poroso, culminando no aumento do Fator de Recuperação do óleo. Por outro lado, uma estratégia relevante para análise e planejamento da implantação de métodos de recuperação é a simulação numérica de reservatórios, que permite analisar o comportamento do reservatório e prever a produção de óleo. Dessa forma, o presente trabalho baseia-se em uma análise da aplicação da injeção contínua de vapor em reservatórios de óleos com elevada viscosidade, a partir do estudo dos parâmetros de reservatório e operacionais que influenciam e venham contribuir para eficiência deste método. Para tanto, utilizou-se um modelo de reservatório homogêneo, modelo de fluido *Black oil*, com características do Nordeste brasileiro, para realização das simulações do reservatório, com o intuito de identificar as melhores configurações que possibilitem os melhores indicadores, em termos do Fator de Recuperação de óleo e da Razão Óleo-Vapor acumulada. Os parâmetros operacionais para estudo foram determinados através de uma análise de sensibilidade utilizando o CMOST - *Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool*, versão 2012.20, do grupo CMG - *Computer Modelling Group Ltd*. As simulações foram realizadas no simulador STARS - *Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*-, versão 2012.12, do grupo CMG - *Computer Modelling Group Ltd*. As análises mostraram os efeitos do vapor no reservatório, identificando as melhores configurações dos parâmetros operacionais em diagnóstico. Foram discutidos fenômenos comuns ao método de injeção contínua, como a segregação gravitacional, redução da viscosidade do óleo e produção do banco de óleo, por meio de análises da evolução da pressão, temperatura e saturação de óleo, ao longo do tempo de projeto, definido em 11 anos. Concluiu-se que a injeção de vapor proporciona uma melhor recuperação do óleo, porém, devendo ser implantado com adequado estudo de simulação numérica para determinar as melhores condições de operação do método.

Palavras-Chave: Simulação numérica de Reservatórios, injeção contínua de vapor, óleos viscosos.

DEDICATÓRIA

À Maria Moreira de Brito, sempre.

(in memoriam)

Minha alegria, minha poesia, minha
inspiração, minha amiga, minha avó.

Pelas engenhosas atividades juntas, ricos
diálogos, incomensurável aprendizado, pela
atenção e carinho, pelo exemplo de pessoa.

AGRADECIMENTOS

Um agradecimento especial a Deus, pelas bênçãos constantes, por ser o maestro que rege a melodia da minha vida, me conduzindo no ritmo e compasso certos, e proporcionando a harmonia de tom em tom nessa sinfonia.

À minha mãezinha, Lindalva Moreira de Brito Correia, pela doçura dos gestos e das palavras, pelo amor e confiança. Ao meu pai, José Aldenísio Correia, pelas noites de cultura, contos, poesia e aprendizado, por singulares lembranças e inspiração. Aos meus pais, os meus pilares, que com seus erros e acertos me proporcionaram grandes ensinamentos.

Ao meu esposo, César Carlos Baltazar, por me ensinar a ser alguém mais forte, confiante e segura. Pela crença em minhas vitórias e paciência em minhas derrotas. Pelo carinho e dedicação.

Ao meu orientador Marcos Allyson, por sua disposição e dedicação constante em ensinar, questionar e aprender. Por ser um norte em meu aprendizado, uma bússola de direcionamento. Agradeço os valiosos ensinamentos, inspiração e motivação.

Agradeço a Bartolomeu Paiva, engenheiro de reservatórios da Petrobras, por sua paciência, disposição e gentileza em ensinar e por sua vontade incessante de aprender, que me motivou a novas descobertas.

Agradeço a Ricardo Wanderley, engenheiro de reservatórios-Petrobras, pelas perguntas sempre respondidas com tanta atenção e estima. Agradeço os ensinamentos.

Agradecimentos a Édson Araújo, por sua gentileza e disposição, pela disponibilidade em ensinar e sua vontade inspiradora de aprender.

Aos meus irmãos, Cecília, Felipe, Andreia e Célia, pelo encorajamento, confiança e carinho.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia de Petróleo pela dedicação e excelência nos ensinamentos técnicos.

Aos amigos de indefinidas datas, que sabem que amizade não é sinônimo de concordância e nem recompensa, e sim o que torna uma presença estimada, valorizada. Agradeço a Samuell Aquino, Sandra Indianara Ribeiro, Manuela Cavalcante, Wesley Bandeira, Stéphanie Duarte, Érica Clarisse.

Minha gratidão e estima as pessoas que estiveram comigo nesta passagem marcante da minha vida, e participaram dos melhores momentos.

“Dizem que a vida é para quem sabe viver, mas ninguém nasce pronto. A vida é para quem é corajoso o suficiente para se arriscar e humilde o bastante para apreender.”

—Clarice Lispector.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	13
1. APRESENTAÇÃO.....	14
1.1. PROBLEMATIZAÇÃO.....	14
1.2. OBJETIVOS.....	16
1.2.1. OBJETIVO GERAL.....	16
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
CAPÍTULO II.....	17
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	18
2.1. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.....	18
2.1.1. FLUXO DE LÍQUIDOS EM MEIO POROSO.....	21
2.1.2. TRATAMENTO MATEMÁTICO.....	23
2.2. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA.....	23
2.2.1. CONCEITOS BÁSICOS.....	24
2.2.2. MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO.....	24
2.3. MÉTODOS TÉRMICOS.....	25
2.3.1. INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR.....	25
2.3.2. INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR.....	36
CAPÍTULO III.....	30
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	31
3.1. MATERIAIS.....	31
3.2. MÉTODOS.....	32
3.2.1. ETAPAS DO ESTUDO.....	32
3.2.2. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL.....	34
CAPÍTULO IV.....	36
4. MODELAGEM DO PROCESSO.....	37
4.1. MODELO FÍSICO.....	37
4.1.1. CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO DO MODELO BASE.....	38
4.1.2. CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DO MODELO BASE.....	38
4.1.3. VISCOSIDADE DO ÓLEO	39
4.1.4. PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	40
4.1.5. SATURAÇÃO INICIAL DE ÓLEO.....	41
4.1.6. SATURAÇÃO INICIAL DE ÁGUA.....	42
CAPÍTULO V.....	43

5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	44
5.1.	PARÂMETROS OPERACIONAIS VARIÁVEIS NO MODELO BASE...	44
5.1.1.	VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR.....	44
5.1.2.	TÍTULO DO VAPOR.....	46
5.1.3.	TEMPERATURA DE INJEÇÃO DO VAPOR.....	47
5.2.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	48
5.2.1.	DIAGRAMA DE PARETO.....	48
5.2.2.	SUPERFÍCIES DE RESPOSTA.....	50
5.3.	ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	51
5.3.1.	FATOR DE RECUPERAÇÃO: MELHORES RESULTADOS.....	51
5.3.2.	RAZÃO ÓLEO-VAPOR ACUMULADA: MELHORES RESULTADOS.....	53
5.3.3.	MODELO COM CONFIGURAÇÃO ESCOLHIDA.....	55
5.3.3.1.	ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO DE ÓLEO.....	56
5.3.3.2.	ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA.....	57
5.4.	ANÁLISE DO DESLOCAMENTO DO VAPOR NO RESERVATÓRIO	58
5.5.	ANÁLISE DA PRESSÃO NO RESERVATÓRIO.....	60
5.6.	ANÁLISE DA TEMPERATURA NO RESERVATÓRIO.....	63
5.7.	ANÁLISE DA VISCOSIDADE DO ÓLEO.....	63
5.8.	ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÓLEO.....	66
5.9.	ANÁLISE COMPARATIVA: PRESENÇA DE AQUÍFERO ATUANTE NO RESERVATÓRIO.....	68
5.9.1.	ANÁLISE DO FATOR DE RECUPERAÇÃO.....	71
5.9.2.	ANÁLISE DA PRESSÃO NO RESERVATÓRIO.....	72
	CAPÍTULO VI.....	75
6.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	76
6.1.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
6.2.	RECOMENDAÇÕES.....	76
	REFERÊNCIAS.....	78
	ANEXO I.....	81
A.1.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UTILIZANDO O CMOST.....	81

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO III.....	30
3. MATERIAIS E MÉTODO.....	34
TABELA 1 - Parâmetros operacionais e variações utilizadas.....	43
CAPÍTULO IV.....	36
2. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO.....	37
TABELA 2 - Características do reservatório do modelo base.....	38
TABELA 3 - Características operacionais do modelo base.....	38
CAPÍTULO V.....	43
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	43
TABELA 4 - Vazões de Vapor utilizadas nas simulações.....	45
TABELA 5 - Títulos de vapor utilizados nas simulações.....	46
TABELA 6 - Parâmetros operacionais e variações utilizadas.....	47
TABELA 7 - Comparativos dos resultados das simulações.....	56
TABELA 8 - Volume e área aberta ao fluxo modificado.....	70
ANEXO I.....	81
A.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UTILIZANDO O CMOST.....	81
TABELA A.1 Parâmetros de entrada na Análise de Sensibilidade pelo CMOST...	81

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO II.....	17
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	18
FIGURA 1 - Modelo de malha ou grid.....	19
FIGURA 2 - Malha em coordenadas cartesianas 3D.....	21
FIGURA 3 - Processo de Injeção Cíclica de Vapor.....	27
FIGURA 4 - Redução da viscosidade do óleo com o aumento da temperatura.....	28
FIGURA 5 - Injeção Contínua de Vapor.....	28
CAPÍTULO III.....	30
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	31
FIGURA 6 - Fluxograma das etapas para realização do estudo.....	33
CAPÍTULO IV.....	36
4. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO.....	37
FIGURA 7 - Grid do modelo base tridimensional.....	37
FIGURA 8 - Gráfico da Vazão de Líquido produzido <i>versus</i> tempo.....	39
FIGURA 9 - Gráfico de Viscosidade <i>versus</i> temperatura.....	40
FIGURA 10 - Curvas de Permeabilidades Relativas <i>versus</i> Saturação de Água (S_w)...	40
FIGURA 11 - Curvas de Permeabilidades Relativas <i>versus</i> Saturação de Líquido (S_l)	41
FIGURA 12 - Saturação Inicial de Óleo.....	41
FIGURA 13 - Saturação Inicial de Água.....	42
CAPÍTULO V.....	43
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	44
FIGURA 14 - Efeito do Aumento da vazão de injeção no N_p	46
FIGURA 15 - Efeito do aumento do Título de vapor no N_p	47
FIGURA 16 - Efeito do aumento da Temperatura de injeção no N_p	48
FIGURA 17 - Diagrama de Pareto: Fator de Recuperação.....	49
FIGURA 18 - Diagrama de Pareto: Razão Óleo-Vapor Acumulada.....	49
FIGURA 19 - Superfície de Resposta: Fator de Recuperação <i>versus</i> Vazão <i>versus</i> Título.....	49
FIGURA 20 - Superfície de Resposta: Razão Óleo-Vapor acumulada <i>versus</i> Vazão <i>versus</i> Título.....	50
FIGURA 21 - Configurações com melhor Fator de Recuperação.....	52
FIGURA 22 - Resultado das curvas com melhor Fator de Recuperação.....	53
FIGURA 23 - Configurações com melhor Razão Óleo-Vapor Acumulada.....	54
FIGURA 24 - Resultado das curvas com melhor Razão Óleo-Vapor Acumulada.....	55
FIGURA 25 - Gráfico comparativo da vazão de óleo std.....	57
FIGURA 26 - Gráfico comparativo da produção acumulada de água std.....	58

FIGURA 27 - Diagrama Ternário: Condição Inicial do Modelo.....	59
FIGURA 28 - Deslocamento do Vapor: Modelo com resultado menos favorável.....	59
FIGURA 29 - Deslocamento do Vapor: Modelo escolhido.....	60
FIGURA 30 - Condição Inicial de Pressão no Reservatório.....	61
FIGURA 31 - Pressão no reservatório: Modelo com resultado menos favorável.....	61
FIGURA 32 - Pressão no reservatório: Modelo Escolhido.....	62
FIGURA 33 - Pressão no reservatório: Modelo com melhor Fr.....	62
FIGURA 34 - Temperatura no reservatório: Modelo Escolhido.....	63
FIGURA 35 - Viscosidade inicial do Óleo.....	64
FIGURA 36 - Viscosidade do Óleo no 3° ano: Modelo escolhido.....	64
FIGURA 37 - Viscosidade do Óleo no 6° ano: Modelo Escolhido.....	65
FIGURA 38 - Viscosidade do Óleo no 11° ano: Modelo Escolhido.....	65
FIGURA 39 - Saturação Inicial de Óleo.....	66
FIGURA 40 - Saturação de Óleo no 3° ano: Modelo Escolhido.....	66
FIGURA 41 - Saturação de Óleo no 6° ano: Modelo escolhido.....	67
FIGURA 42 - Saturação de Óleo no 11° ano: Modelo escolhido.....	67
FIGURA 43 - Volumes e áreas dos blocos modificados.....	68
FIGURA 44 - Localização do modelo de ¼ do <i>five-spot</i> invertido.....	69
FIGURA 45 - Representação da área aberta ao fluxo.....	69
FIGURA 46 - Volumes de água do Aquífero: Modelo Com Aquífero Atuante.....	70
FIGURA 47 - Análise comparativa do Fr: modelos com e sem aquífero atuante.....	71
FIGURA 48 - Comportamento da pressão no reservatório: Modelo sem Aquífero e com injeção de vapor.....	72
FIGURA 49 - Comportamento da pressão no reservatório: Modelo com Aquífero e com injeção de vapor.....	73
ANEXO I.....	81
A.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UTILIZANDO O CMOST.....	81
FIGURA A.1 - Viscosidade <i>versus</i> Temperatura.....	82
FIGURA A.2 - Gráfico dos resultados das simulações no CMOST.....	83
FIGURA A.3 - Influência de cada parâmetro no óleo produzido acumulado.....	84
FIGURA A.4 - Influência de cada parâmetro na ROV acumulada.....	85

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

1.1. PROBLEMATIZAÇÃO

A matriz energética mundial subsiste pautada em fontes de energia não renováveis, em especial às acumulações de hidrocarbonetos, onde a disponibilidade e produção dos recursos petrolíferos deliberam as regras da economia internacional, influenciando consumo, preços, industrialização e desenvolvimento, bem como medidas políticas dos países consumidores e produtores de petróleo e gás natural.

A perfuração do primeiro poço de petróleo pelo coronel Edwin L. Drake, no ano de 1859 em Tittusville, no estado da Pensilvânia, Estados Unidos, foi o marco que impulsionou a exploração e produção de petróleo, com iniciativas de tecnologias e inovações, culminando no crescimento da moderna indústria mundial de petróleo (LUCCHESI, 1998).

Em 2012, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram 1,7 trilhão de barris segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP, no qual a Venezuela detém o maior volume de reservas provadas, 297,6 bilhões de barris (17,8% do total). O Brasil aparece com cerca de 15,3 bilhões de barris de petróleo em reservas provadas e uma produção de 2,1 milhões de barris/dia, em 2012 (ANP, 2013).

No entanto, com a evolução da exploração e produção das reservas de petróleo ao longo do tempo, novos e complexos desafios precisam ser transpostos para garantir a provisão de cerca de 90 milhões de barris/dia, de acordo com dados de 2012, do consumo mundial de petróleo. O Brasil consome 3,1% do total mundial, ocupando a sétima posição no *ranking* dos maiores consumidores, dados de 2012 (ANP, 2013).

Reservatórios de óleos pesados e extra pesados, exploração em águas profundas e produção de campos maduros são alguns dos desafios enfrentados pelas indústrias petrolíferas, inclusive no Brasil. Com a escassez de reservas convencionais e o aumento do consumo, a produção de petróleo não convencional tem suscitado inúmeros estudos e inovações em tecnologia nas últimas décadas.

Portanto, é imprescindível o conhecimento dos reservatórios, por meio de estudos, análises e simulações do comportamento do reservatório, a fim de garantir a produção economicamente viável de poços de óleo pesado, principalmente quando da aplicação de métodos de recuperação secundária, para o aumento da eficiência de recuperação e aceleração da produção de petróleo, vantagens estas tão bem delineadas por Rosa et al (2011).

A simulação numérica de reservatórios atua, portanto, como uma ferramenta estratégica para o planejamento da produção de petróleo, a médio e longo prazo, haja

vista que permite estimar a produção futura do reservatório, prever o seu comportamento em relação à pressão, temperatura e escoamento de fluidos no meio poroso, possibilitando planejar as facilidades de produção na superfície, como equipamentos e capacidade de elevação artificial necessário, injeção de fluidos e sistemas de armazenamento e distribuição da produção.

No que concerne à recuperação suplementar, é comumente utilizada a injeção de vapor em reservatórios de óleos viscosos. Seja na estimulação cíclica seja com malhas de injeção contínua, a injeção de vapor permeia a literatura referente a pesquisas sobre recuperação de óleo pesado nos principais campos produtores do mundo, a exemplo dos campos da Califórnia, Venezuela e Alberta, no Canadá. Parafraseando Sarathi & Olsen (1992), por mais de 100 anos a injeção de vapor tem sido usada para resolver o problema da baixa recuperação em reservatórios de óleos pesados.

A injeção de vapor é o processo que consiste em injetar calor latente do vapor no reservatório para melhorar a recuperação de petróleo devido a mecanismos que permitem o aumento da mobilidade do óleo, com redução da viscosidade, melhoria da eficiência de deslocamento, expansão e destilação do óleo, e auxílio na pressurização do reservatório.

Um reservatório típico de óleo pesado possui depósitos de 3.000 ft (914,4 metros) ou menos, alta permeabilidade, uma porosidade em torno de 30%, com uma formação consolidada de arenito insuficiente e uma espessura de 50 a mais de 100 ft (cerca de 30 metros), com uma saturação de óleo de 50 a 80%. Outras características incluem: pressão, temperatura, e viscosidade do óleo, onde os autores citam a viscosidade do óleo da Califórnia, em torno de 1000 a 2000 cp, e no Canadá chegando a 100 000 cp (FAROUQ ALI et al, 1997).

No Brasil, a região Nordeste produz petróleo em campos dos Estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará. No Rio Grande do Norte, o óleo possui cerca de 16° API, e uma viscosidade que vai de 500 a 6000 cp, em campos de Estreito e Alto do Rodrigues (ESMERALDO et al, 2010).

A partir dessas considerações, o presente estudo realiza um levantamento teórico pertinente ao método térmico de injeção contínua de vapor em reservatórios de óleos viscosos, para embasar o estudo dos parâmetros operacionais que influenciam a recuperação de óleo para este método, utilizando simulação numérica de reservatórios.

Para a modelagem do reservatório utilizou-se um modelo homogêneo, *black oil*, adequado aos estudos com óleo pesado, com características dos campos produtores do Nordeste brasileiro.

As simulações foram realizadas no aplicativo STARS versão 2012.12 (*Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*) do CMG - *Computer Modelling Group Ltd.*, empresa de Calgary, Canadá, o qual inclui opções com aplicações térmicas como a injeção de vapor.

Os resultados das simulações foram analisados utilizando o Statistica 6.0, para a análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais em relação ao fator de recuperação

e razão óleo-vapor, cujo objetivo é analisar a influencia desses parâmetros em um projeto de injeção de vapor, de forma a identificar as melhores configurações operacionais para utilização da injeção contínua com viabilidade econômica.

O estudo foi dividido em capítulos, em coerência com os objetivos traçados. O primeiro capítulo aborda a introdução do tema, com a apresentação da problemática e os objetivos da pesquisa. O capítulo 2 compreende o embasamento teórico, por meio de uma revisão bibliográfica, buscando contextualizar conceitos, conhecimentos e particularidades do objeto de estudo.

O capítulo 3 explica a metodologia de realização das atividades definidas para permitir o alcance dos objetivos. No capítulo 4, foi apresentada a modelagem do reservatório em análise, o modelo físico e as características da rocha reservatório e dos fluidos que foi utilizado nas simulações. O capítulo 5 trata dos resultados do estudo, realizando as análises e discussões. O capítulo 6 apresenta o fechamento do estudo, com considerações finais e recomendações.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GERAL

Analisar um modelo de reservatório com modelo de fluido *Black oil*, homogêneo, com características similares aos reservatórios do Nordeste brasileiro, por meio de simulações numéricas, utilizando o método de injeção contínua de vapor com o intuito de identificar e analisar os parâmetros operacionais que melhor contribuem para a recuperação do óleo, de forma economicamente satisfatória.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar uma pesquisa bibliográfica a respeito da simulação de reservatórios e injeção de vapor, que possibilite a fundamentação das análises realizadas no estudo;
- ✓ Projetar um modelo físico de um reservatório, com características dos reservatórios de óleo pesado encontrado em campos do Rio Grande do Norte, para estudar a injeção contínua de vapor;
- ✓ Analisar os resultados das simulações da modelagem do reservatório definida, para identificar e compreender a configuração dos parâmetros operacionais que apresentem otimização na recuperação do óleo.

CAPÍTULO II

ASPECTOS TEÓRICOS

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS

Peaceman (1977) conceitua a simulação numérica de reservatórios como o processo que infere sobre o comportamento de um reservatório real, a partir do desempenho de um modelo desse reservatório.

A simulação de reservatórios, portanto, objetiva a representação aproximada de um campo ou reservatório de petróleo, modelado a partir de leis básicas: da conservação de massa; da conservação de energia; e da conservação de *momentum*, considerando fenômenos de escoamento de fluidos no meio poroso, transferência de calor e equações de estado para reproduzir os processos físicos que ocorrem no reservatório, a fim de estimar suas características e prever o seu comportamento (ROSA et al, 2011).

A simulação numérica de reservatórios possibilita o estudo e compreensão do comportamento de um reservatório por meio de uma modelagem matemática. Os métodos que utilizam equações matemáticas para a simulação de reservatórios são (SOUZA JÚNIOR, 2013):

- métodos de balanço de materiais: ou modelo tanque, cujo princípio básico é a conservação de massa;
- métodos de curvas de declínio de produção: descreve o declínio usando os declínios matemáticos - exponencial, hiperbólico e harmônico;
- métodos estatísticos: através de correlações empíricas, obtidas estatisticamente, utiliza o histórico de alguns reservatórios para prever o comportamento de outros;
- métodos analíticos: baseado em equações diferenciais que descrevem o escoamento de fluidos no meio poroso, considerando condições iniciais e de contorno;
- e métodos numéricos: realiza discretizações matemáticas que governam o fluxo, permitindo a análise do comportamento do escoamento, com a utilização de simuladores numéricos para solução das equações matemáticas.

O modelo matemático é composto por equações diferenciais obtidas da combinação da lei de Darcy para cada fase com um simples balanço de materiais para estas fases. Para resolução das equações é necessário à atribuição das condições de contorno, dependendo do tipo do reservatório. O modelo numérico de um reservatório constitui-se de um programa computacional que usa métodos numéricos para obter uma solução aproximada para o modelo matemático (PEACEMAN, 1977).

As equações do modelo matemático são complexas para serem resolvidas por métodos analíticos, sendo, portanto, resolvidas por métodos numéricos com auxílio de computadores. A simulação de reservatórios por computador permite um estudo mais detalhado do reservatório, dividindo o reservatório em um número de blocos, com

aplicação de equações fundamentais para o escoamento no meio poroso para cada bloco (AZIZ & SETTARI, 1979).

Por esta razão, os simuladores numéricos são comumente empregados na engenharia de reservatórios por empresas que atuam na exploração e produção de petróleo, em estudos de comportamento do reservatório e previsão da produção de óleo.

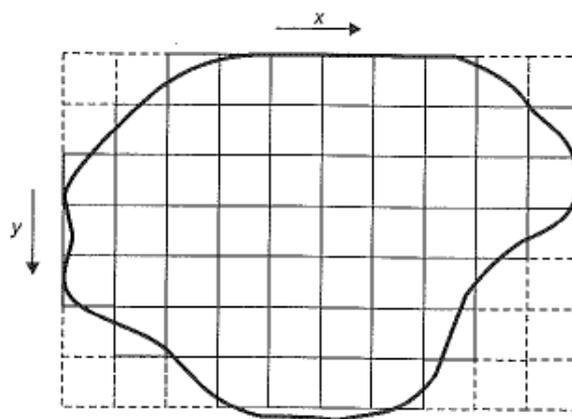
A simulação de reservatório está constantemente em mudança e melhoria, com novos modelos de simulação e esquemas mais complexos de recuperação (AZIZ & SETTARI, 1979).

Rosa et al. (2011) explicam que o uso de um simulador numérico “permite a obtenção de informações sobre o desempenho de uma campo ou reservatório sob diversos esquemas de produção, de modo que podem ser determinadas as condições ótimas para se produzir esse campo ou reservatório”.

Os estudos em simulação de reservatórios consistem em construir um modelo em malhas, com refinamento definido de acordo com o objetivo do estudo, onde se possa analisar a influência de parâmetros de reservatório (porosidade, permeabilidade, condições iniciais de pressão e temperatura, etc.), características do fluido (viscosidade, densidade, componentes, etc.) e parâmetros operacionais do método (vazão de injeção de fluidos, etc.), nos resultados do reservatório, como, por exemplo, o fator de recuperação de óleo.

O objetivo é identificar as melhores configurações dos parâmetros que possibilite obter maior lucratividade dos projetos, bem como definir a melhor forma de gerenciamento dos parâmetros para otimização na recuperação do óleo.

A Figura 1 Mostra um modelo de malha ou grid utilizado na simulação numérica de reservatórios, de acordo com Rosa et al. (2011), com coordenadas cartesianas:



Fonte: Rosa et al. (2011).

Figura 1 – Modelo de malha ou grid

Ainda segundo Rosa et al. (2011), os simuladores numéricos podem ser classificados de acordo com três características básicas: o tratamento matemático utilizado; o número de dimensões consideradas; e o número de fases admitidas. O tratamento matemático depende de como o comportamento físico e a característica de desempenho são tratados matematicamente.

Quanto à classificação pelo número de dimensões, o simulador numérico de fluxo pode ser unidimensional, bidimensional ou tridimensional, e de acordo com o número de fases, pode ser monofásico, bifásico ou trifásico (ROSA et al, 2011).

No que concerne às soluções das equações diferenciais, que regem os processos físicos do escoamento de fluidos no meio poroso, os simuladores de fluxo utilizam métodos numéricos por diferenças finitas, volumes finitos ou elementos finitos. Contudo, a maioria dos simuladores numéricos comerciais utiliza a técnica de diferenças finitas para resolução das equações diferenciais (ROSA et al, 2011).

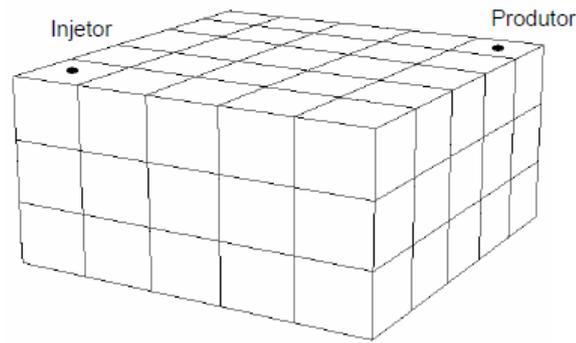
A simulação do reservatório acontece por discretização de malhas, de acordo com o sistema de coordenadas adotado para o estudo. Os conjuntos de malhas podem ser simples, refinado, malha híbrida ou malha de Voronoi, com construção flexível (SOUZA JÚNIOR, 2013).

Em termos de solução numérica, “a discretização das equações deve ser feita para uma malha de volumes que deve abranger todo o domínio de estudo” (COUTINHO, 2002).

O uso de malhas permite a modelagem da geometria do reservatório estudado na simulação, podendo ser malhas em coordenadas cartesianas (ou retangulares), comumente utilizadas nos simuladores comerciais, malhas não ortogonais, cilíndricas e esféricas, com coordenadas generalizadas.

As malhas cartesianas são as mais utilizadas nas empresas de petróleo e na maioria dos simuladores comerciais, por sua simplicidade na solução dos sistemas lineares resultantes e equações de balanços, todavia, apresentam desvantagens quando há necessidade de “modelar reservatórios com geometrias complexas, falhas geológicas e/ou configurações complexas de poços” (COUTINHO, 2002).

No caso do presente estudo com o simulador STARS da CMG, foram utilizadas coordenadas cartesianas, em 3D, para analisar o comportamento do modelo de reservatório, como mostra a Figura 2.



Fonte: Araújo 2005.

Figura 2 – Malha em coordenadas cartesianas 3D.

Essa definição de orientação de malha permite a simplicidade do modelo, na resolução das equações diferenciais, e é capaz de representar o escoamento de fluidos no meio poroso e comportamento do reservatório de forma aproximada, e, portanto, consegue atender os objetivos do presente estudo.

2.1.1. FLUXO DE LÍQUIDOS EM MEIO POROSO

A lei de Darcy descreve o escoamento laminar de fluidos no meio poroso, para um fluxo monofásico, unidimensional, sendo expressa na forma diferencial pela equação (1):

$$(1) \quad U_x = -\frac{k}{\mu} \gamma \cdot \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)$$

Onde x é a trajetória qualquer do fluxo, U_x é a velocidade aparente do fluido na direção do fluxo, k representa a permeabilidade absoluta na direção do fluxo, μ é a viscosidade do fluido, γ é o peso específico do fluido e Φ é o potencial de fluxo.

Segundo Rosa et al (2011), o potencial de fluxo é “o agente responsável e propulsor do deslocamento do fluido no meio poroso”.

A equação da continuidade que descreve a movimentação de fluido, pela entrada e/ou saída de fluidos no meio poroso. O caso geral é a movimentação de fluidos nas três direções: x, y e z .

A equação da continuidade pode ser assim descrita: “a diferença entre a massa que entra e a massa que sai nas três direções de fluxo é igual à variação de massa dentro

do meio poroso” (ROSA et al, 2011, pg.192). Cujá definição matemática, utilizando a derivada está expressa na equação (2):

$$(2) \quad \frac{\partial}{\partial x}(v_x \rho) + \frac{\partial}{\partial y}(v_y \rho) + \frac{\partial}{\partial z}(v_z \rho) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho)$$

Onde v representa as velocidades aparentes nas três direções, ρ é massa específica do fluido e ϕ a porosidade do meio.

Trabalhando as equações (1) e (2), substituindo a lei de Darcy na equação da continuidade, e considerando as equações de estado, que segundo Rosa et al (2011) representam as compressibilidades dos fluidos e das rochas, para o líquido, é possível chegar a equação da difusividade hidráulica, expressa na equação (3):

$$(3) \quad \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

O termo $\frac{k}{\phi \mu c_t}$ é chamado de constante de difusividade hidráulica e é expresso por η , ficando assim:

$$(4) \quad \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}$$

A equação da difusividade, equação (4), admite que somente um fluido sature o meio poroso, no caso de um meio poroso saturado por água e óleo, e em que somente o óleo esteja fluindo, ou seja, fluxo monofásico, as equações apresentadas, bem como as soluções destas equações, são válidas somente se a compressibilidade for dada pela equação (5), e a permeabilidade absoluta k seja substituída pela permeabilidade efetiva ao óleo k_o (ROSA et al, 2011):

$$(4) \quad c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f$$

S_o e S_w são as saturações do óleo e da água no meio, respectivamente. E c_o e c_w compressibilidades do óleo e água, respectivamente, c_f é a compressibilidade efetiva da formação e c_t é a compressibilidade total.

2.1.2. TRATAMENTO MATEMÁTICO

Os principais modelos matemáticos que descrevem o comportamento físico do fluido no meio poroso, utilizados na simulação de reservatórios, são o modelo *Black oil* e o modelo composicional.

O modelo *Black oil* ou volumétrico considera n tratamentos matemáticos para as funções da pressão e temperatura do reservatório e admite que “cada uma das várias fases (água, óleo e/ou gás) eventualmente presentes no reservatório seja constituída de um único componente”. No modelo composicional, não somente a pressão e temperatura do reservatório são consideradas, mas também as composições das diversas fases presentes no meio (ROSA et al, 2011).

O modelo composicional prevê o escoamento de múltiplos componentes em múltiplas fases no meio poroso. No entanto, o modelo mais empregado para modelagem dos componentes pouco voláteis é o modelo *black oil* generalizado (ARAÚJO, 2005).

O modelo *black oil* generalizado considera a existência de três componentes – água, óleo e gás – e de três fases – água, óleo e gás. O componente gás podendo está miscível na fase óleo, porém, não considera a miscibilidade dos componentes óleo e água nas suas respectivas fases (ARAÚJO, 2005).

2.2. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA

O objetivo da recuperação avançada de petróleo é suprir o reservatório com energia secundária quando este não possuir energia suficiente capaz de produzir os fluidos nele existente, por mecanismos primários como influxo de água, capa de gás e gás em solução, ou quando o reservatório teve sua energia primária dissipada durante sua vida produtiva.

Assim, com a gradativa produção dos poços de petróleo há a redução da pressão do reservatório, pela dissipação da energia primária. Fato que, acrescido das resistências ao escoamento dos fluidos no reservatório, traduzidos em forças viscosas e capilares no meio poroso, ocasiona perdas de produtividade dos poços (ROSA et al, 2011).

Portanto, um estudo para implantação de um método especial de recuperação se faz necessário com a finalidade de aumentar a eficiência de recuperação e acelerar a produção de óleo (ROSA et al, 2011).

Os métodos de recuperação avançada dividem-se em:

- Métodos convencionais de recuperação: injeção de água e processo imiscível de injeção de gás;
- Métodos especiais de recuperação: estes divididos em métodos químicos, métodos térmicos e métodos miscíveis, principalmente. Alguns exemplos são a injeção de

água quente e injeção de vapor d'água, combustão *in situ*, injeção miscível de hidrocarbonetos, injeção de CO₂, injeção de polímero, etc.

2.2.1. CONCEITOS BÁSICOS

O volume de óleo *in place* ou volume original (VOIP ou N) é a quantidade de hidrocarbonetos presentes em um reservatório, expressa em volume, em condição padrão, mostrado na equação (5)

$$(5) \quad VOIP = V_p \cdot S_{oi} / B_{oi}$$

Do VOIP, o volume que se pode produzir ou recuperar de um reservatório, de forma economicamente viável, é chamado de volume recuperável, dada pela equação 6 (ROSA et al, 2011).

$$(6) \quad V_{rec} = VOIP \cdot Fr$$

Lima (2011) conceitua fator de recuperação como o quociente entre o volume recuperável e o volume original, em outras palavras, o percentual do volume original que se espera produzir de um determinado reservatório.

$$(7) \quad Fr = V_{rec} / VOIP$$

Já a produção acumulada (N_p) é a quantidade de fluidos produzidos a partir de um determinado tempo.

2.2.2. MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO

Na literatura inglesa, os métodos especiais de recuperação são conhecidos como métodos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*), sendo utilizados quando os métodos convencionais não foram suficientes para atingir uma recuperação almejada, em reservatórios com óleos de alta viscosidade e elevadas tensões interfaciais entre fluido injetado e o óleo do reservatório (NASCIMENTO, 2012).

Os métodos especiais de recuperação ou *Enhanced Oil Recovery* (EOR) “envolvem a injeção de um ou mais fluidos no reservatório” para deslocar o óleo até os poços produtores, e “interagem com o sistema rocha-fluido do reservatório”, o que propicia a recuperação do óleo (GALVÃO, 2012, pg. 29).

Com objetivos de aumentar a eficiência de varrido pela redução da razão de mobilidade e eliminar ou reduzir as forças interfaciais e capilares, conseqüentemente, melhorando a eficiência de varrido, os processos de EOR são divididos em: métodos químicos; métodos térmicos; e métodos miscíveis (TEKNICA, 2001).

Os métodos especiais têm por objetivo melhorar o deslocamento do óleo e o fluxo do reservatório, além de restaurar a pressão da formação, para resultar em uma maior recuperação do óleo. Esses métodos podem ser implantados após um processo de recuperação secundária ou em qualquer fase da vida produtiva de reservatório (GALVÃO, 2012).

Segundo Terry (2001), em média, os métodos convencionais de produção produzem do reservatório cerca de 30% do volume inicial de óleo *in place*. Do óleo remanescente, cerca de 70% do recurso inicial é um fator atrativo para os melhorados métodos de recuperação de petróleo.

Os principais métodos de EOR são divididos em (GALVÃO, 2012; ROSA et al, 2011):

- Métodos químicos: injeção de polímeros; injeção de tensoativos; injeção de solução miscelar; injeção de solução ASP (Álcali- Surfactante-Polímero);
- Métodos miscíveis: injeção de hidrocarbonetos e injeção de CO₂;
- Métodos térmicos: injeção cíclica de vapor; injeção de água quente; injeção contínua de vapor; combustão *in situ*;

Os métodos químicos são baseados na interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, cujo princípio consiste em reduzir a tensão interfacial entre os dois fluidos (água e óleo), promovendo a miscibilidade entre os fluidos e melhorando a eficiência de varrido (QUEIROZ, 2006).

Os principais processos químicos de recuperação são: injeção de polímero; injeção de solução miscelar; e injeção de solução ASP (solução aquosa contendo Alcalina, Surfactante e Polímero).

O deslocamento miscível é um processo de recuperação de óleo que se caracteriza pela ausência da interface entre os fluidos deslocante e deslocado, devido a redução das forças capilares e interfaciais, que são responsáveis pela retenção do óleo no reservatório. (ROSA et al, 2011). Para citar exemplos comumente usados: injeção de banco miscível de GLP; e injeção de CO₂.

Nos métodos térmicos, o objetivo é aquecer o reservatório para aumentar e/ou acelerar a recuperação do óleo, através de mecanismos que atuam no reservatório devido ao calor liberado pelos fluidos injetados.

2.3. MÉTODOS TÉRMICOS

O calor afeta a recuperação de óleo através, principalmente, da redução da viscosidade, que provoca aumento da eficiência de varrido. No entanto, esse não é o único mecanismo atuando para a recuperação do óleo. O aquecimento do óleo no reservatório promove a expansão e destilação do óleo, e a extração de solvente, que aumenta a eficiência de deslocamento (ROSA et al, 2011).

Os métodos térmicos são, basicamente, divididos em duas categorias: injeção de fluidos quentes, como injeção de água quente e injeção de vapor d'água, e a combustão *in situ*. Onde na injeção de fluidos quentes, o calor é gerado na superfície e conduzido ao reservatório pelo fluido injetado, que normalmente é água, em injeção de vapor ou de água quente.

Já o princípio da combustão *in situ* é a produção de calor dentro do reservatório, no qual o ar é injetado e uma porção do óleo do reservatório entra em ignição, em uma reação onde o oxigênio (comburente) se combina com o óleo (combustível) formando dióxido de carbono e água, e liberando calor (ROSA et al, 2011).

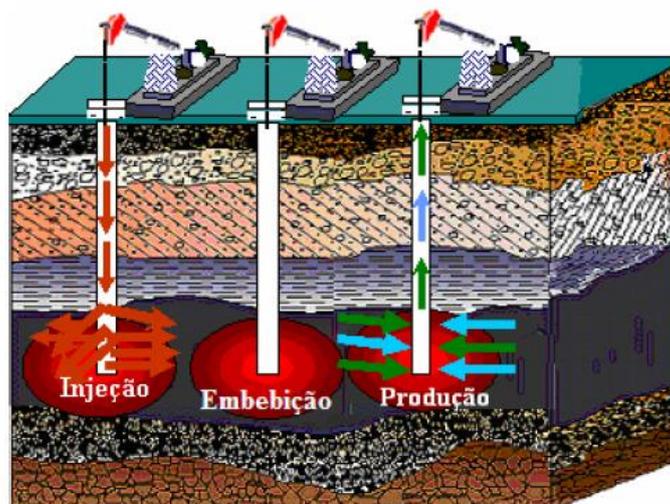
No que se refere à injeção de vapor no reservatório, esta se divide em injeção cíclica e injeção contínua. A injeção cíclica é uma estimulação que permite a remoção de possíveis danos ao redor do poço e, concomitantemente, o transporte de calor para o reservatório.

A injeção contínua de vapor difere da injeção cíclica devido ao processo de aplicação. Na injeção cíclica, vapor é injetado em um poço a alta vazão, em um curto período de tempo (de 10 a dias a um mês), seguido de um período de fechamento (*soaking*), por alguns dias para transmissão do calor, e um período onde o poço é colocado para produzir, repetindo-se o processo até seu limite econômico (FAROUQ ALI et al, 1997).

Enquanto que na injeção contínua, o vapor é injetado continuamente em um poço injetor, resultando na formação de uma zona de vapor, aquecendo o reservatório e influenciando a produção dos poços produtores que constituem uma malha de injeção contínua.

2.3.1. INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

A injeção cíclica de vapor utiliza apenas um poço para a injeção e produção, alternando-se entre si. Constitui-se de três fases distintas: período de injeção de vapor; período de *soaking*, com o fechamento do poço e espera para que ocorra a condensação do vapor e transferência do calor latente; período de produção, onde o poço é aberto para produzir. A Figura 3 explica o processo de injeção cíclica, de cada fase: injeção, *soaking* e produção.



Fonte: Adaptado de Sefton Resources Inc *apud* Souza Júnior (2007).

Figura 3 – Processo de Injeção Cíclica de Vapor

De acordo com Farouq Ali et al (1997), na estimulação cíclica as vazões de óleo aumentam rapidamente e permanecem em nível econômico por meses. Quando a produção se chega ao seu limite econômico, o processo é repetido.

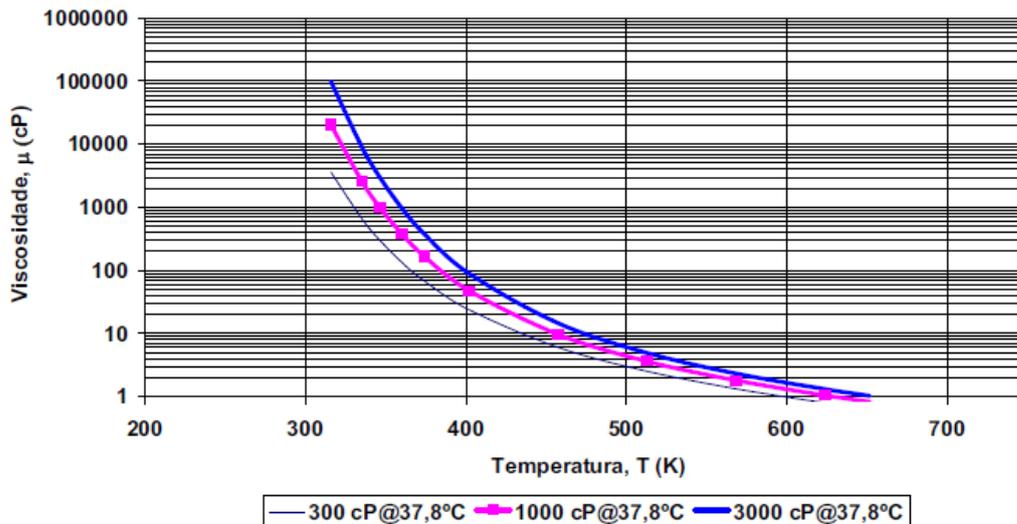
Os autores supramencionados observam que este é o método de recuperação especial mais bem sucedido, sendo, geralmente, o primeiro estágio no desenvolvimento da injeção de vapor. Portanto, quando a injeção cíclica quando mais responde satisfatoriamente, do ponto de vista econômico, emprega-se a injeção contínua de vapor.

2.3.2. INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

Na injeção contínua, vapor é injetado continuamente no reservatório, com objetivo de formar uma zona de vapor ao redor do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção, proporcionando mecanismos que permitem a melhoria na recuperação do óleo nos poços produtores que fazem parte da malha de injeção contínua (ROSA et al, 2011).

Os principais mecanismos que auxiliam na produção do óleo em um processo de injeção contínua de vapor são: expansão térmica do óleo; redução da viscosidade; mudanças nas forças superficiais; e destilação do óleo (TERRY, 2001).

A Figura 4 mostra o efeito do calor na viscosidade do óleo, que cai continuamente com a elevação da temperatura.

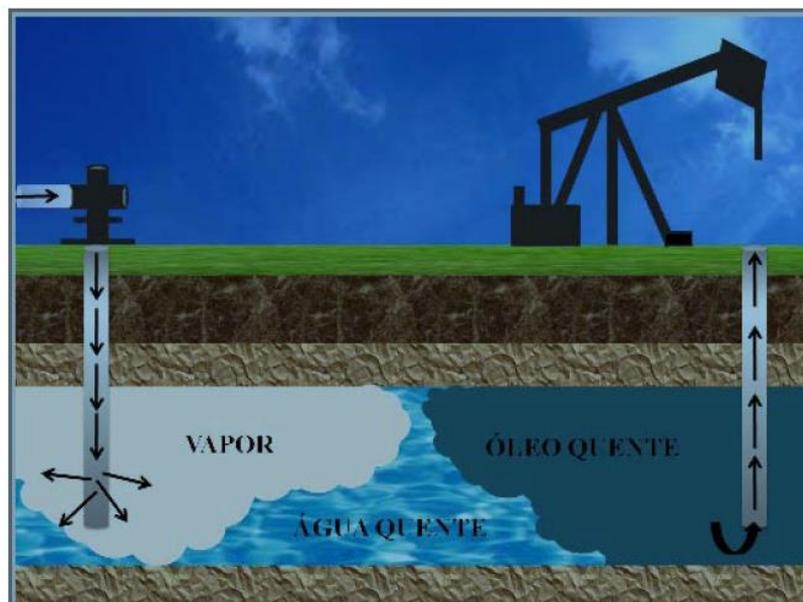


Fonte: Queiroz, 2006.

Figura 4 – Redução da viscosidade do óleo com o aumento da temperatura

À medida que vapor é injetado se formam zonas distintas no reservatório. A zona aquecida próxima a poço injetor vai se expandindo e transportando calor.

Com a condensação do vapor, e liberação do calor latente, forma-se uma zona de água quente anterior ao banco de óleo quente que escoar para o poço produtor, como pode ser visualizado na Figura 5.



Fonte: Rodrigues, 2008.

Figura 5 – Injeção Contínua de Vapor

A Figura 5, no entanto, não retrata a formação de solvente, resultante das frações leves do petróleo, que provoca um processo miscível no reservatório, segundo o discutido por Rosa *et al* (2011).

A injeção contínua de vapor é adequada para óleos viscosos, entre 10 e 20° API, reservatórios com cerca de 3.000 ft, permeabilidade acima de 500 md, saturação de óleo de 50 a 80%, porosidade em torno de 30% e uma espessura arenitos excedendo 9 metros (ROSA *et al*, 2011; FAROUQ ALI *et al*, 1997).

São vantagens da injeção de vapor o aumento da eficiência de deslocamento pelo calor e as baixas saturações de óleo residual atrás da frente de vapor. Constituindo um método comprovado para produção de óleos viscosos, de baixo °API, este método danifica menos o poço que a combustão *in situ* (ROSA *et al*, 2011).

Esse método exige uma completação diferenciada, os poços devem ser completados e equipados para operar a altas temperaturas. É comum a produção de areia em projetos térmicos, e a formação de emulsões pode ocorrer para alguns óleos. *Fingers* de vapor podem se formar na parte superior da formação (ROSA *et al*, 2011).

Dependendo das características de heterogeneidades, porosidade e permeabilidades do reservatório, entre outros aspectos, um projeto de injeção de vapor pode sofrer influência negativa, em maior ou menor grau, pela segregação gravitacional do vapor no seu resultado de desempenho.

De acordo com Rodrigues (2008) a segregação gravitacional pode causar uma redução de até 50% do volume do óleo final recuperado, em casos extremos e discute que “a segregação operacional pode ocorrer em aproximadamente todos os casos onde há injeção de fluidos leves, como o vapor”.

Rodrigues (2008) e Santana (2009) estudaram os efeitos da segregação gravitacional no processo de injeção contínua de vapor em reservatórios de óleos pesados.

Os pesquisadores discutiram os pormenores dos parâmetros que podem reduzir os efeitos da segregação gravitacional, como a presença de camadas de baixa permeabilidade no caso do reservatório, e configurações dos parâmetros operacionais da injeção de vapor, como distância entre poços injetor-produtor e intervalo de completação.

Os métodos térmicos acarretam altos investimentos iniciais com geradores de vapor, altos custos de operação e manutenção. A consequência de um projeto de injeção de vapor muitas vezes é um baixo lucro, devendo ser aplicado de forma racional para otimização da produtividade dos poços e melhor desempenho do vapor no reservatório.

Para tanto, é necessária a realização de estudos e um planejamento adequado de projeto, de forma a aumentar a lucratividade em termos do Fator de recuperação e da Razão óleo-vapor (ROV), que são indicadores do desempenho do processo. A Razão Óleo-Vapor (ROV) é calculada dividindo o volume de vapor injetado pelo volume do óleo produzido.

CAPÍTULO III

MATERIAIS E MÉTODOS

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. MATERIAIS

O presente trabalho foi baseado no estudo de simulação numérica de um modelo de reservatório, com características símile aos reservatórios de petróleo encontrados no Nordeste brasileiro, porém, sem considerar a sua heterogeneidade. A escolha por um reservatório homogêneo foi devido à simplicidade do modelo e menor tempo de simulação, contudo, capaz de representar o reservatório de forma significativa.

O objetivo foi analisar o comportamento do reservatório e produção de fluidos com aplicação do método de injeção contínua de vapor, processo utilizado em projetos realizados por empresas de petróleo no Rio Grande do Norte, para verificar os parâmetros que contribuem com o melhor desempenho do método.

Utilizou-se o *software* simulador STARS versão 2012.12 (*Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*) do grupo CMG - *Computer Modelling Group Ltd*, para realizar as simulações dos processos de transferência de calor e massa, e escoamento de fluidos em um conjunto de células, que compõem o *grid* do modelo, para posterior análise dos resultados, como óleo produzido acumulado, água produzida, vazão de óleo, fator de recuperação, razão óleo-vapor, pressão, temperatura e viscosidade ao longo de um tempo de injeção, definido em 11 anos.

O simulador STARS da CMG é um simulador trifásico de múltiplos componentes, projetado para simular métodos térmicos de recuperação, como a injeção contínua de vapor e combustão *in situ*, com configuração bi ou tri dimensionais. As malhas modeladas neste aplicativo podem ser cartesianas, cilíndricas ou de profundidade e espessura variável.

Anterior à definição dos parâmetros para simulações, foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório e parâmetros operacionais no aplicativo CMOST - *Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool*, versão 2012.20, descrita no Anexo I.

Dessa forma, foi definida a modelagem de um reservatório homogêneo, com modelo de fluido *black oil*, construído em coordenadas cartesianas, com soluções por diferenças finitas para as equações diferenciais parciais (EDPs), utilizando o método de Newton, que compõem particularidades do simulador STARS da CMG.

O modelo base do reservatório, características geológicas, modelo de fluido, condições iniciais de pressão e temperatura foi cedido pelos discentes de Engenharia de Petróleo do Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

As análises dos resultados das simulações foram elaboradas com o auxílio do aplicativo Statistica 6.0, a partir da construção das superfícies de resposta e o diagrama de Pareto, necessários nas análises de sensibilidade para identificar as melhores configurações dos parâmetros. A variação dos parâmetros ocorreu de acordo com um *range* de valores definidos no planejamento experimental.

3.2. MÉTODOS

Na simulação numérica de reservatórios é imperativo a construção da modelagem do reservatório, com definição das características da rocha reservatório e modelo geológico, escolha do *grid* e o seu refinamento, definição do modelo de fluido, características térmicas, sistema de coordenadas, modelo do poço e o planejamento experimental, o qual se traduz na definição dos parâmetros que serão variados e como serão variados nas simulações para análises dos resultados.

Mezzomo (2001) cita quatro etapas de um estudo de simulação numérica de reservatórios: 1. Caracterização do campo; 2. Montagem do modelo de simulação; 3. Ajuste de histórico de produção; 4. e previsão de produção.

A metodologia descrita por Mezzono (2001) representa um estudo de simulação de forma simplificada, porém considera um reservatório que possua um histórico de produção e pressão, a partir de dados do campo quando o reservatório já se encontra em operação.

O que na prática é comum, uma vez que, geralmente, os métodos especiais de recuperação são utilizados para recuperação do óleo quando a energia do reservatório foi dissipada com a produção de fluidos, por mecanismos primários ou métodos convencionais, por exemplo.

No caso do estudo em tela, foi considerado um reservatório no início de sua vida produtiva, ou seja, um reservatório que não possui histórico de produção e se encontra em suas condições iniciais de temperatura, pressão, viscosidade e saturação de fluidos.

Os tópicos subsequentes apresentam a elaboração do estudo, partindo das etapas para sua elaboração, da análise de sensibilidade e definição do planejamento experimental.

3.2.1. ETAPAS DO ESTUDO

A pesquisa foi realizada utilizando etapas consecutivas, desde a definição do tema até as considerações finais. O embasamento teórico está inserido em todas as etapas do estudo, de forma a fundamentar as ações necessárias para atingir os objetivos propostos.

A Figura 6 apresenta o fluxograma das etapas que foram utilização para elaboração do estudo.



Figura 6 – Fluxograma das etapas para realização do estudo

A etapa de coleta e preparação dos dados refere-se às informações sobre o reservatório e fluidos nele contido, caracterização do reservatório e modelo geológico e definição do modelo de fluido.

Na etapa de estudo do modelo, foi realizado um estudo detalhado do modelo de fluido, para definição dos parâmetros de reservatório a serem usados na modelagem e compreensão das características do modelo de fluido *black oil*.

Foi definido o *grid* e refinamento. Na etapa de análise de sensibilidade utilizando o CMOST, como pode ser conferido no Anexo I, para determinação dos parâmetros de reservatório e operacionais que foram fixados no modelo base para as simulações.

Na definição do planejamento experimental, foi organizada a estruturação das simulações, com as combinações de parâmetros que variam no modelo base do reservatório para as rodadas das simulações.

Os resultados das simulações foram classificados, em termos de Fator de Recuperação (Fr), Razão Óleo-Vapor (ROV) e produção acumulada de água, para identificar os melhores resultados nas combinações dos parâmetros.

Na fase de análise de sensibilidade utilizando o aplicativo *Statistica* 6.0, foi realizada a análise da sensibilidade dos parâmetros variados no modelo base em função da resposta do Fator de Recuperação (Fr) e Razão Óleo-Vapor (ROV). Para estas análises, foram utilizados Diagramas de Pareto e Superfícies de Respostas.

3.2.2. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

O uso de um planejamento experimental permite a estruturação das variáveis quanto às sequências de ensaios, para garantir o alcance dos objetivos preestabelecidos da melhor forma possível, a partir da decisão dos fatores e repostas de interesse.

Para o planejamento fatorial, foram definidas as variáveis das simulações em três variáveis com três faixas de valores cada (3³), foi possível estruturar a ordem das rodadas das simulações, em um total de 27 simulações. A Tabela 1 apresenta os parâmetros e variações utilizadas.

Tabela 1 – Parâmetros operacionais e variações utilizadas

Parâmetros	Variações		
	-1	0	1
Vazão de Injeção de Vapor ($Q_{\text{v inj}}$) – ton/dia	12,5	25	37,5
Título do Vapor - %	50	70	100
Temperatura de Injeção de Vapor (T_{inj}) - °F	450	550	600

A partir de cada simulação realizada, os dados de Fator de Recuperação (Fr), Razão Óleo-Vapor acumulada e produção de água foram coletados para cada combinação de parâmetros.

Para as análises dos resultados das simulações, foi utilizado o Diagrama de Pareto e as Superfícies de Respostas, no *Statistica* 6.0, com intuito de analisar a sensibilidade dos parâmetros operacionais nos resultados pretendidos.

As superfícies de respostas é uma técnica de otimização criada por Box, na década de 50, a qual se baseia no planejamento fatorial para modelagem de processos (RODRIGUES, 2008).

Segundo Rodrigues (2008), “a metodologia de superfícies de resposta é constituída de duas etapas: modelagem e deslocamento. Essas etapas são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, com o objetivo de atingir uma região ótima (máxima ou mínima) da superfície investigada”.

CAPÍTULO IV

MODELAGEM DO PROCESSO

4. MODELAGEM DO PROCESSO

Neste capítulo, é apresentada a modelagem do reservatório estudado de forma detalhada, quanto ao modelo físico, às características do reservatório e as características operacionais.

4.1. MODELO FÍSICO

Foi estruturado no simulador STARS (*Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*), versão 2012.12, do grupo CMG - *Computer Modelling Group Ltd*, um modelo de reservatório retangular tridimensional, em coordenadas cartesianas, representando $\frac{1}{4}$ de uma malha *five-spot* invertido, com um poço injetor e um poço produtor, com um espaçamento de 140 metros entre eles.

A Figura 7 apresenta *grid* do modelo de reservatório, com as dimensões e refinamento.

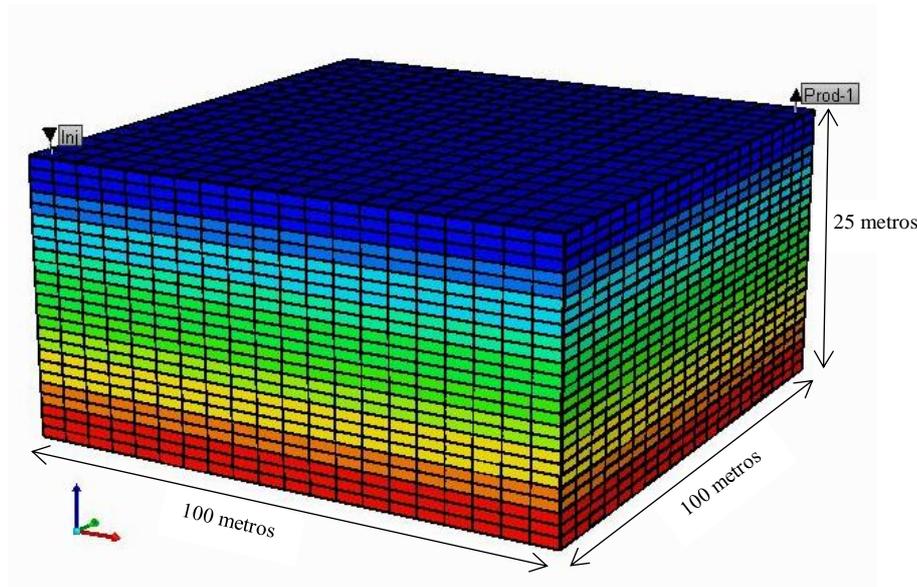


Figura 7 – Grid do modelo base tridimensional

As características do modelo base estão mostradas abaixo:

- Números de blocos: 10.000;
- Comprimento = Largura: 20 blocos de 5 metros cada = 100 metros;
- Área do reservatório: 10.000 m²;
- Espessura: 25 blocos de 1 metro = 25 metros;
- Área transversal: 2.500 m²;

- injeção em malha: *five-spot* invertido;
- Modelo utilizado: $\frac{1}{4}$ do *five-spot*.

4.1.1. CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO DO MODELO BASE

A rocha reservatório do modelo base possui as características apresentadas na Tabela 2:

Tabela 2 – Características do reservatório do modelo base

Características	Valores
Profundidade do Reservatório	200 m
Condutividade Térmica da Água	0,2 J/m-s-K
Condutividade Térmica do Óleo	0,04 J/m-s-K
Compressibilidade Efetiva da Rocha	$4,4 \cdot 10^{-7}$ 1/Pa
Capacidade Calorífica volumétrica da Rocha	66465 J/m ³ -K
Condutividade Térmica da Rocha	1,7 J/m-s-K
Comprimento	100 m
Largura	100 m
Espessura	25 m
Temperatura Inicial	310,8 K
Saturação Inicial de Óleo	0,72
Saturação Inicial de Água	0,28
Volume de Óleo Original	33.348 m ³ std
Pressão Inicial do Reservatório	287,3 psi (1980,8 kPa)
Permeabilidade Horizontal	1000 mD
Zona de água	5 m
Relação K_v/K_h	0,1
Porosidade	24%

4.1.2. CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DO MODELO BASE

Os parâmetros operacionais do modelo base possuem as características apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3 – Características operacionais do modelo base

Características	Valores
Distância entre Poços	140 m
Temperatura de Injeção	450 °F
Pressão Máxima no Poço Injetor	1044 psi
Pressão mínima no poço produtor	28,5 psi
Vazão de injeção	25 ton/dia
Título do Vapor	0,5
Vazão máxima de líquidos no produtor	100 m ³ /dia

Intervalo Completado
Tempo de Projeto

18 m
11 anos

A vazão máxima de produção de líquidos foi de 100 m³/dia. A Figura 8 mostra a curva da vazão de líquidos ao longo do tempo de projeto, que no modelo base não passou de 25 m³/dia.

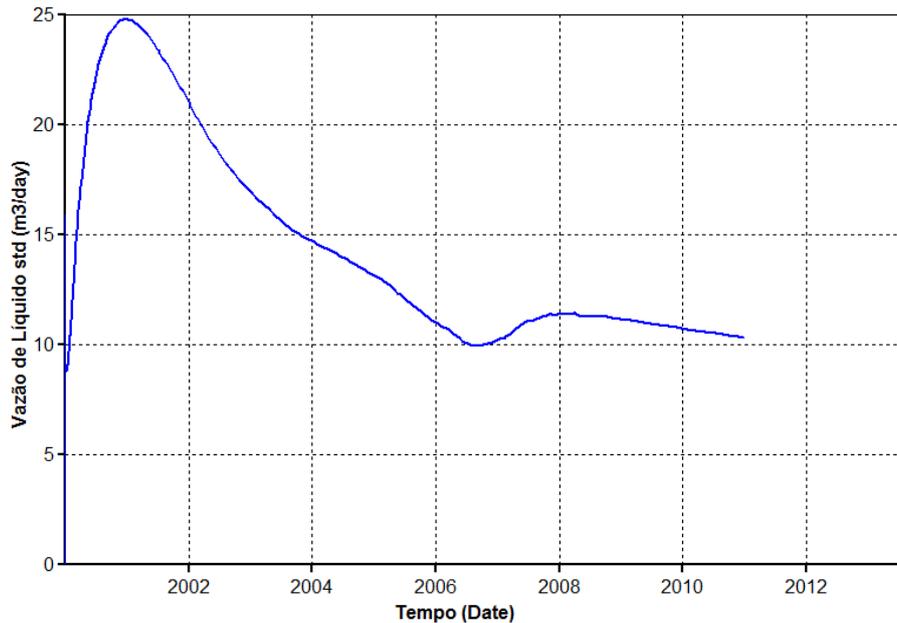
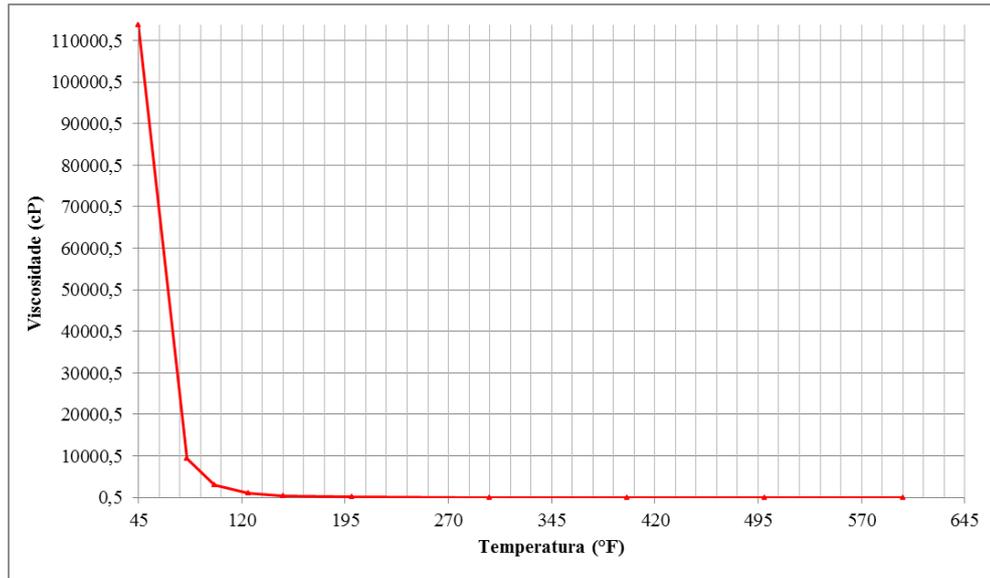


Figura 8 – Gráfico da Vazão de Líquido produzido *versus* tempo

4.1.3. VISCOSIDADE DO ÓLEO

A curva de viscosidade do óleo utilizada no modelo base estudo está exposta na Figura 9, que corresponde à viscosidade de 3.000 cP a 37,8 °C.

Para a modelagem do reservatório estudado, optou-se por utilizar o maior valor de viscosidade, dos três valores utilizados para a análise de sensibilidade no CMOST, pois era o que mais correspondia a faixa de valores encontrados nos reservatórios de óleos pesados do Nordeste brasileiro.



Fonte: Adaptado de Barillas, 2005 *apud* Rodrigues, 2008.

Figura 9 – Gráfico de Viscosidade *versus* temperatura,

4.1.4. PERMEABILIDADES RELATIVAS

As curvas de permeabilidades relativas foram fixadas no modelo base. A Figura 10 apresenta as curvas das permeabilidades relativas do óleo e água em função das saturações de água.

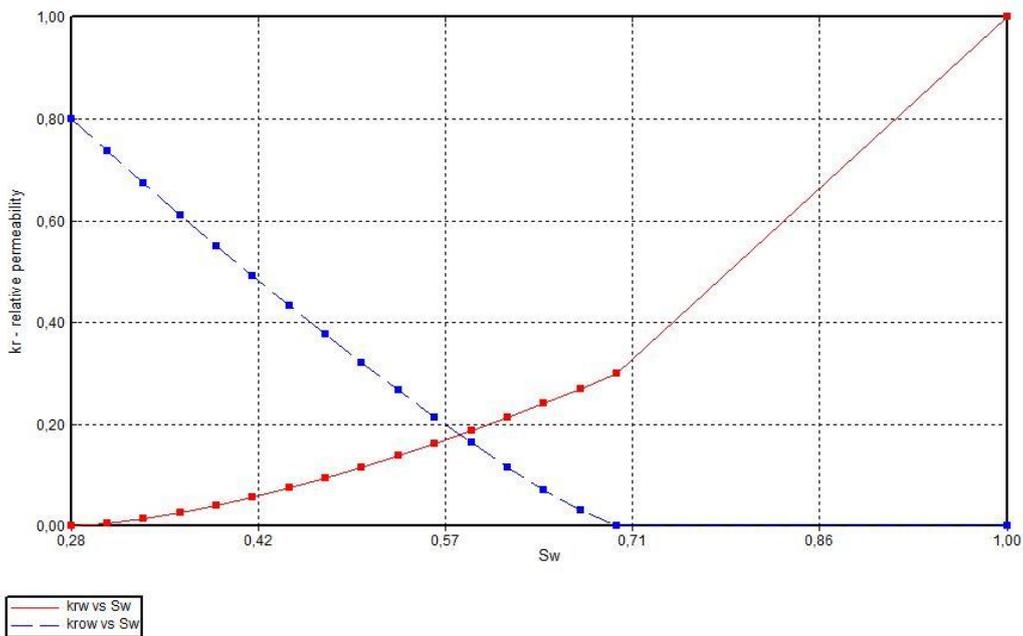


Figura 10 – Curvas de Permeabilidades Relativas *versus* Saturação de Água (S_w)

A Figura 11 apresenta as curvas de permeabilidades relativas do gás e do óleo em função das saturações de água.

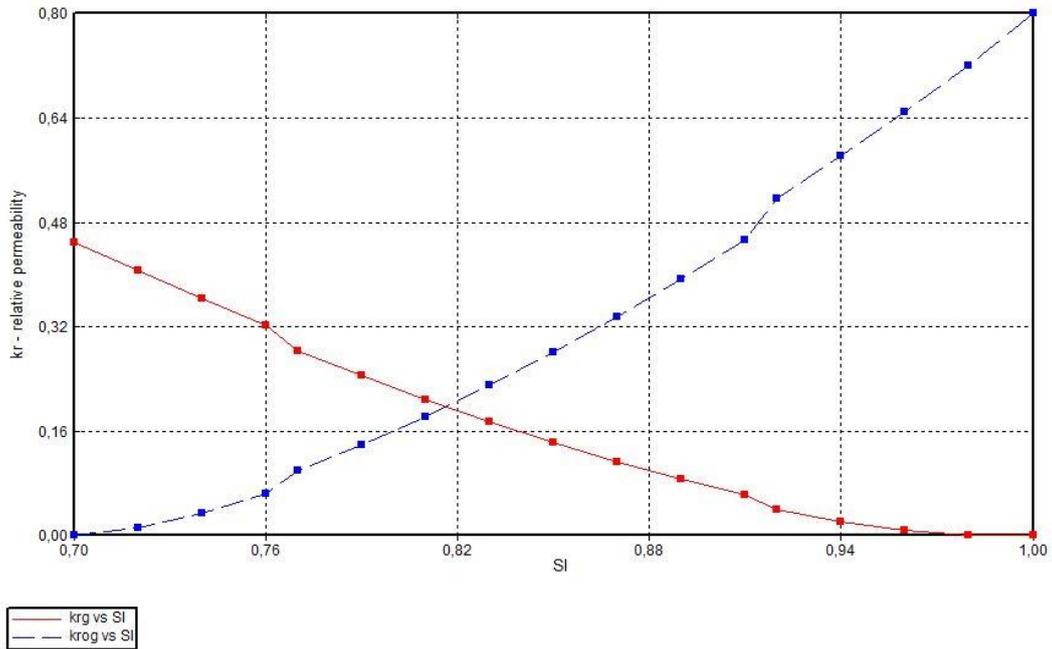


Figura 11 – Curvas de Permeabilidades Relativas *versus* Saturação de Líquido (S_i)

4.1.5. SATURAÇÃO INICIAL DE ÓLEO

A Figura 12 traz o modelo base do reservatório com a saturação inicial de óleo. Pode-se observar que o óleo está mais presente nas camadas superiores.

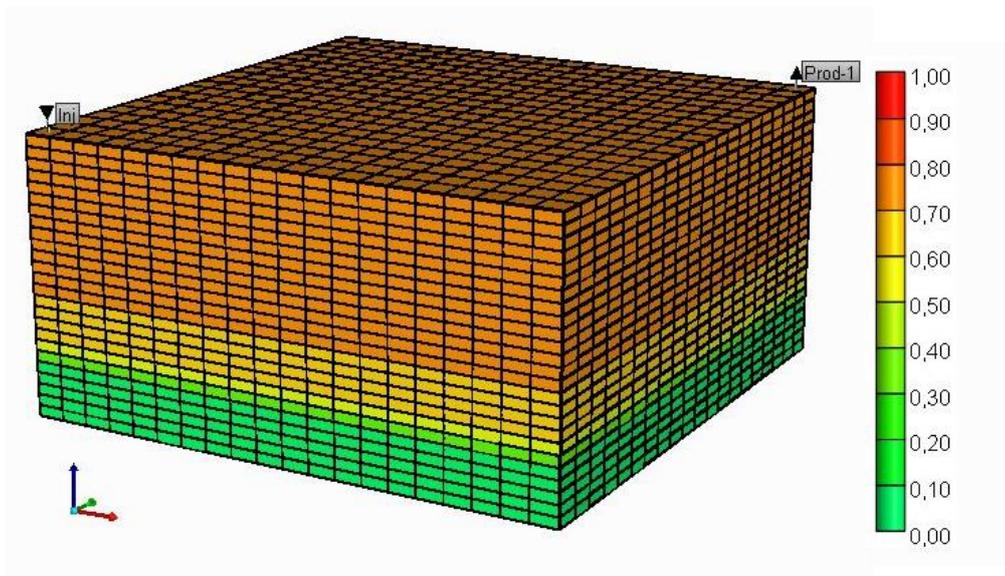


Figura 12 – Saturação Inicial de Óleo

4.1.6. SATURAÇÃO INICIAL DE ÁGUA

Na Figura 13 está mostrada a zona de água que foi considerada no modelo, de 5 metros de espessura.

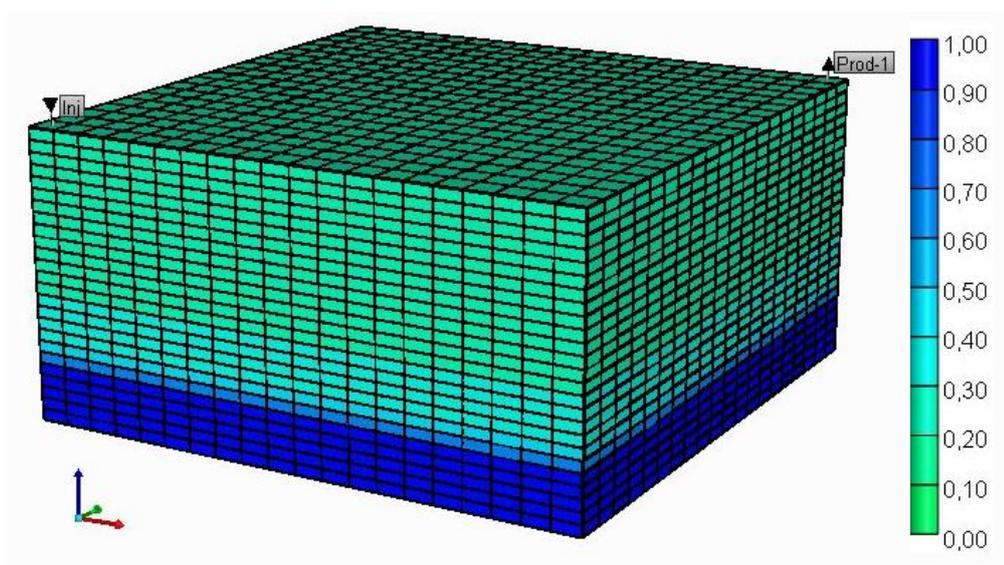


Figura 13 – Saturação Inicial de Água

CAPÍTULO V

RESULTADOS E DISCUSSÕES

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo apresenta as análises e discussões a partir dos resultados das simulações do modelo de reservatório em estudo.

Os parâmetros operacionais que foram definidos como variáveis no modelo base, de acordo com a faixa de valores especificada na Tabela 1 no planejamento experimental, são apresentados considerando tanto sua influência nas variações desses parâmetros isoladamente, quanto ao resultado da produção de óleo acumulado.

Por conseguinte, são discutidas as análises de sensibilidade referentes aos parâmetros operacionais que foram variados no modelo base, utilizando os Diagramas de Pareto. Foram utilizadas Superfícies de Respostas do aplicativo *Statistica* 6.0, que é uma ferramenta de otimização.

Posteriormente são discutidas as configurações operacionais dos modelos que obtiveram os melhores resultados de Fator de Recuperação (Fr) e Razão Óleo-Vapor (ROV) acumulada, e o modelo com o resultado menos satisfatório, para uma análise comparativa do comportamento do reservatório no tempo de projeto, com vazões, pressão, temperatura, viscosidade, saturação de óleo.

Destas análises e discussões, foi escolhida uma configuração dos parâmetros, a partir da resposta do reservatório ao projeto de injeção contínua de vapor, que tivesse os melhores indicadores de Fator de Recuperação e Razão óleo-vapor acumulada em combinado, quando comparado com os resultados das 27 casos simulados.

Foram, dessa forma, realizadas análises comparativas entre os modelos com melhores resultados concernentes ao melhor de Fator de Recuperação (Fr), melhor ROV acumulada e o modelo com o resultado menos satisfatório, comparando com o modelo escolhido. Com a configuração dos parâmetros operacionais escolhida, foi analisada outra modelagem do reservatório, considerando a presença de um aquífero atuante, e os resultados dessas modificações foram comparadas ao modelo de configuração escolhido.

5.1. PARÂMETROS OPERACIONAIS VARIÁVEIS NO MODELO BASE

5.1.1. VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR

A vazão de injeção é um parâmetro que influencia significativamente no processo de injeção contínua de vapor, como foi comprovado na análise de sensibilidade usando o CMOST, pois o vapor injetado age reduzindo a viscosidade do

óleo por transferência do calor latente do vapor no reservatório de petróleo, pressurizando o reservatório, melhorando a mobilidade e escoamento do óleo.

A Tabela 4 mostra os valores de vazão de vapor que foram utilizados nas simulações para $\frac{1}{4}$ da malha do *five-spot* invertido, usados dividindo o valor total da vazão injetada para cada malha por $\frac{1}{4}$.

Tabela 4 – Vazões de Vapor utilizadas nas simulações

Parâmetros	Variações		
	-1	0	1
Vazão de Injeção de Vapor (Q_{vinj}) – ton/dia	12,5	25	37,5

Deve-se ressaltar que o aumento da vazão de injeção de vapor causa um aumento na produção de água, com efeitos como a segregação gravitacional, que, dependendo da vazão injetada pode inviabilizar o projeto de injeção contínua, uma vez que reduz a ROV e aumenta a produção de água ao mesmo tempo em que reduz a vazão de óleo produzido.

É, assim, imperativo as análises de otimização dos parâmetros para conseguir o melhor resultado do processo de injeção contínua de vapor.

A Figura 14 mostra o resultado das variações da vazão de injeção na produção acumulada de óleo (N_p) em 11 anos de projeto, fixando os valores de temperatura de injeção e título do vapor do modelo base.

Do gráfico da Figura 14 observa-se que, com a menor vazão de injeção de 12,5 ton/dia para a malha *five-spot*, o banco de óleo não chega no poço produtor nos 11 anos de projeto, sendo, assim, inviável a implantação de um projeto com essa configuração operacional.

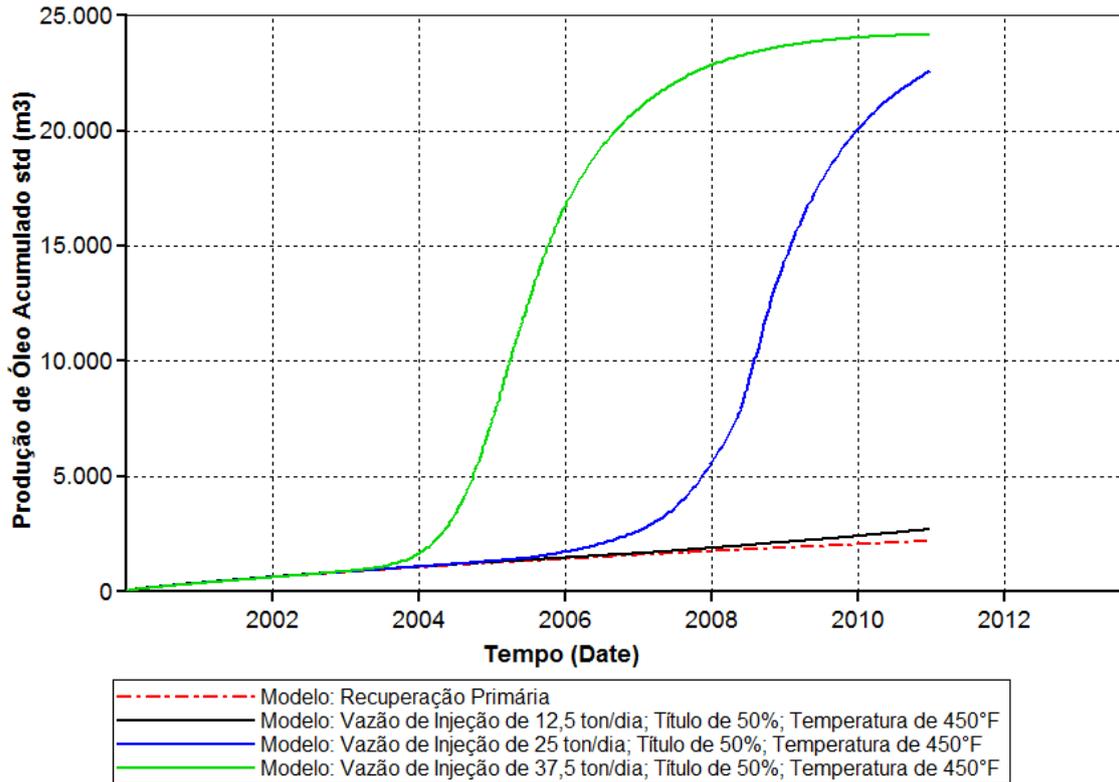


Figura 14 – Efeito do Aumento da vazão de injeção no N_p

5.1.2. TÍTULO DO VAPOR

A qualidade do vapor, ou título, está relacionada com o quanto de água está presente no vapor d'água, significando que quanto maior o título menor é a quantidade de água injetada no reservatório.

Com a melhor qualidade do vapor, mais calor é injetado no reservatório, devido ao calor latente conduzido por esse ao reservatório produtor. O título do vapor foi variado no modelo de acordo com os valores da Tabela 5.

Tabela 5 – Títulos de vapor utilizados nas simulações

Parâmetros	Variações		
	-1	0	1
Título do Vapor - %	50	70	100

A Figura 15 mostra o efeito da variação do título no volume de óleo produzido, fixando os demais parâmetros para o modelo, vazão em 25 ton/dia e temperatura em 450°F.

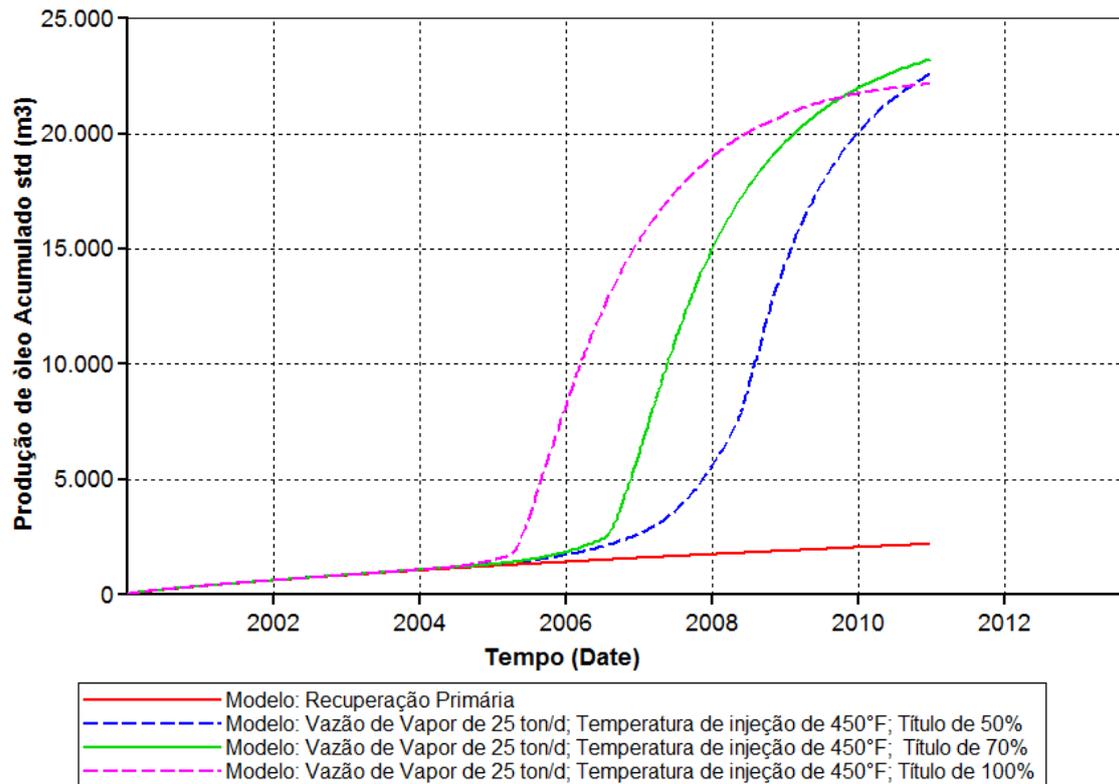


Figura 15 – Efeito do aumento do Título de vapor no N_p

A Figura 15 mostra que as variações da qualidade do vapor trazem ganho de óleo de forma sutil, não significativamente como a vazão de injeção.

Porém, a um vapor com qualidade 100% seria ideal para um projeto de injeção, como pode ser visto no gráfico da Figura 15. Mas devido às perdas de calor nas linhas e formações adjacentes ao reservatório, não é possível manter esta qualidade na injeção de vapor.

5.1.3. TEMPERATURA DE INJEÇÃO DO VAPOR

Fixando os valores do modelo base e variando a temperatura de injeção de vapor, de acordo com a Tabela 6, o resultado é o gráfico da Figura 16.

Tabela 6 – Parâmetros operacionais e variações utilizadas

Parâmetros	Variações		
	-1	0	1
Temperatura de Injeção de Vapor (T_{inj}) - °F	450	550	600

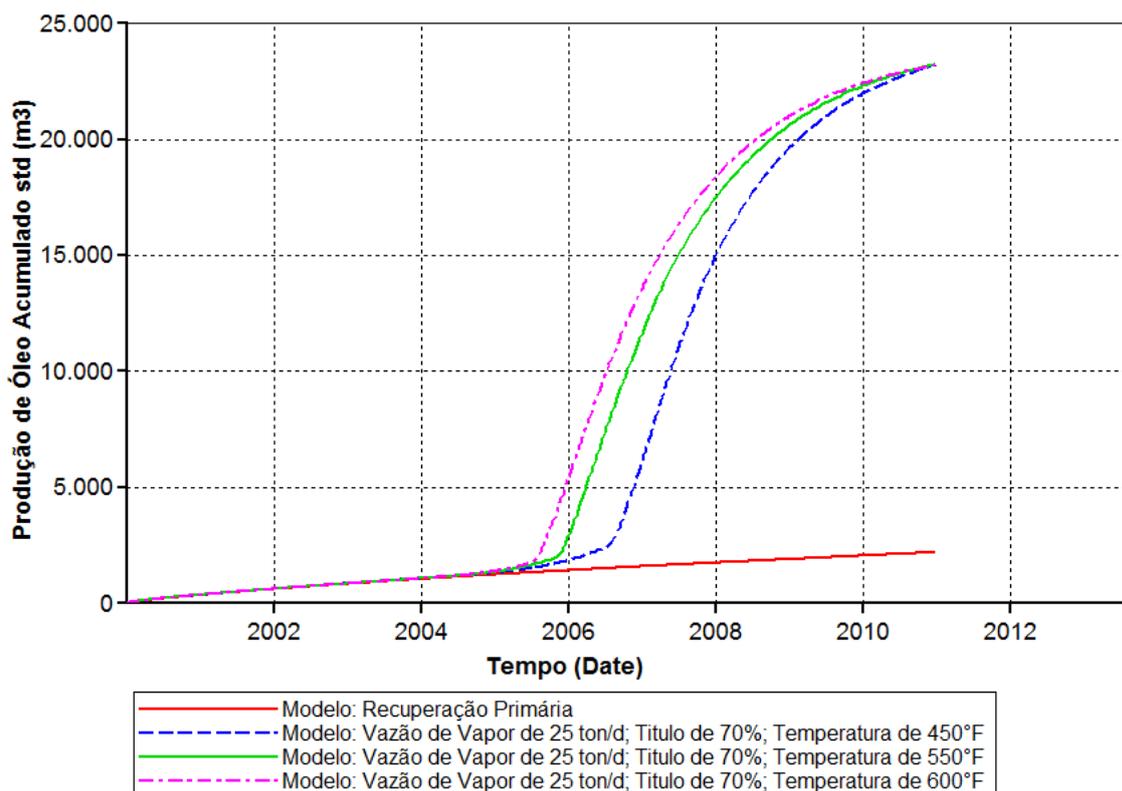


Figura 16 – Efeito do aumento da Temperatura de injeção no N_p

Distinção das curvas do gráfico da Figura 16 apenas é percebida a partir dos anos 2005/2006, pois a temperatura aumenta gradativamente no reservatório ao longo dos anos com a injeção de vapor.

5.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS

5.2.1. DIAGRAMA DE PARETO

A Figura 17 mostra o Diagrama de Pareto do resultado do Fator de Recuperação com as variações dos parâmetros operacionais.

Os valores positivos das barras estão influenciando positivamente no resultado da produção, com um nível de 95% de confiança.

Enquanto que os valores negativos das barras significam que estes parâmetros não apresentam relevância estatística no resultado.

Dessa forma verifica-se que a vazão de injeção é o parâmetro com maior influencia, positiva, no resultado do Fator de Recuperação, enquanto que o título do

vapor não apresenta relevância estatística no Fator de Recuperação, bem como a temperatura de injeção.

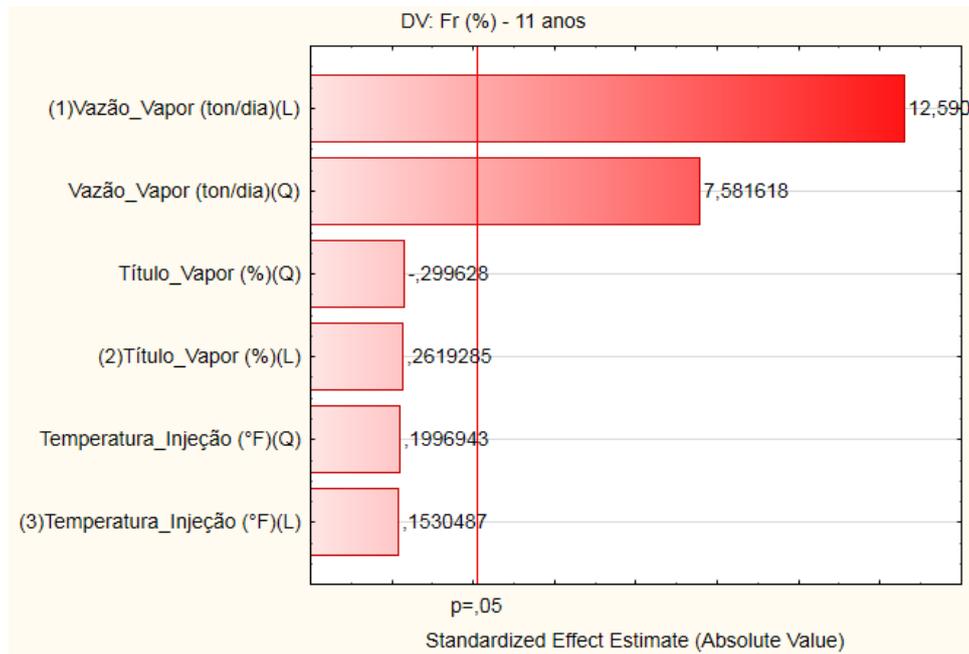


Figura 17 – Diagrama de Pareto: Fator de Recuperação

A Figura 18 mostra o Diagrama de Pareto do resultado da Razão Óleo-Vapor acumulada final com as variações dos parâmetros operacionais.

O Diagrama da Figura 18 mostra a influência positiva da vazão de vapor, o título do vapor não influencia de forma significativa, uma vez que está a esquerda da linha vertical, bem como a temperatura de injeção.

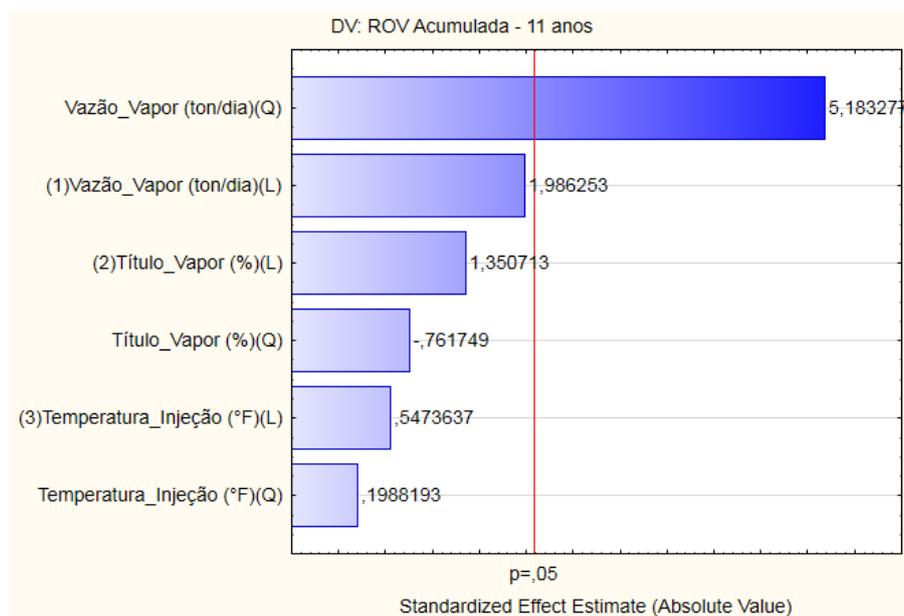


Figura 18 – Diagrama de Pareto: Razão Óleo-Vapor Acumulada

5.2.2. SUPERFÍCIES DE RESPOSTA

A Figura 19 apresenta o gráfico da Superfície de Resposta para as relações da variação de vazão de injeção e título de vapor no Fator de Recuperação do óleo.

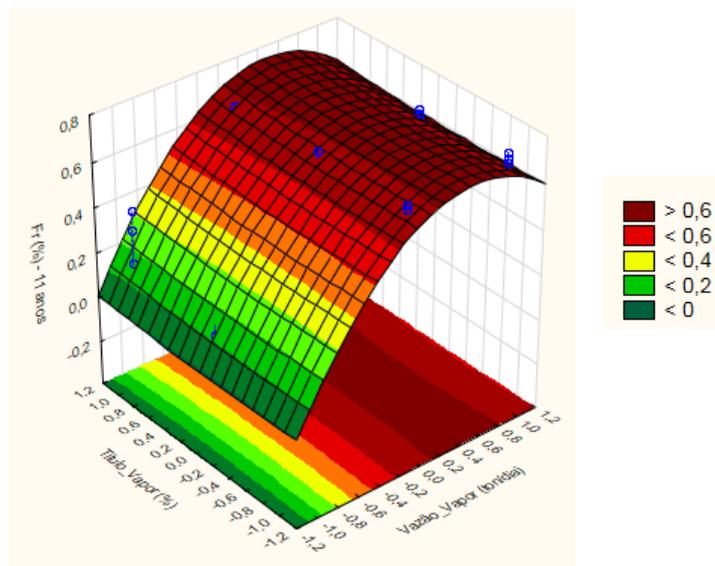


Figura 19 – Superfície de Resposta: Fator de Recuperação *versus* Vazão *versus* Título

A superfície de Resposta permite identificar a região ótima no gráfico da combinação dos parâmetros analisados caracterizados pela vazão e o título do vapor injetado, ambos afetando o Fator de Recuperação.

Da Figura 19 é possível visualizar a região ótima de trabalho, representado pela região vermelha do gráfico.

Na Figura 19 a região ótima de trabalho se encontra entre a vazão intermediária (0) e a máxima para qualquer nível de título do vapor, pois este não apresentou relevância estatística.

A Figura 20 apresenta o gráfico da Superfície de Resposta para as relações da variação de vazão de injeção e título de vapor na ROV.

A Figura 20 mostra a região ótima de trabalho para o título e vazão de vapor injetado, de forma a acarretar melhores resultados para a Razão Óleo-Vapor. A região em vermelho forte, na parte central do gráfico, se apresentou como a região ótima. Neste gráfico a região ótima de trabalho está para vazões intermediárias.

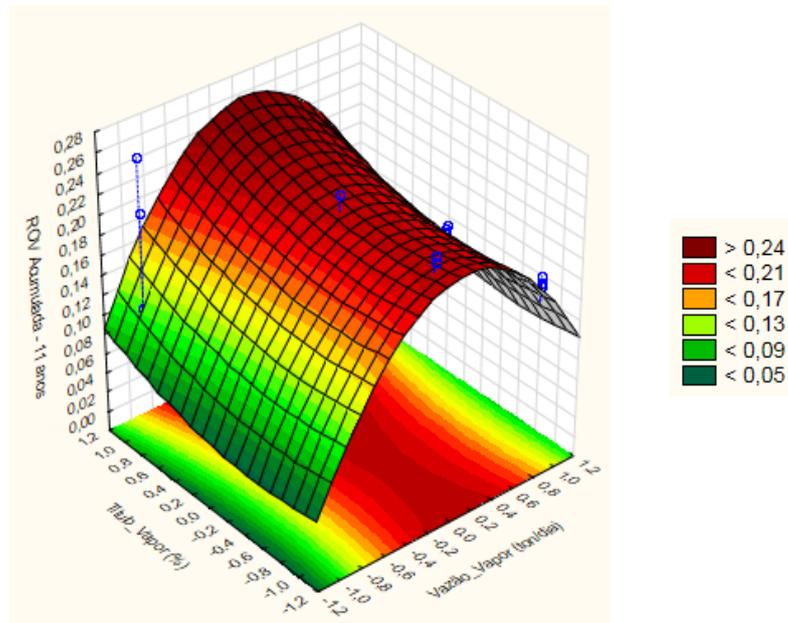


Figura 20 – Superfície de Resposta: Razão Óleo-Vapor acumulada *versus* Vazão *versus* Título

5.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste ponto serão mostrados os resultados das simulações com as variações dos parâmetros operacionais descritos, do ponto de vista do Fator de Recuperação e do ponto de vista da Razão Óleo-Vapor acumulada.

5.3.1. FATOR DE RECUPERAÇÃO: MELHORES RESULTADOS

A Figura 21 apresenta o gráfico do Fator de Recuperação de óleo dos resultados dos nove melhores modelos e o modelo com configuração menos favorável sobre o Fator de Recuperação.

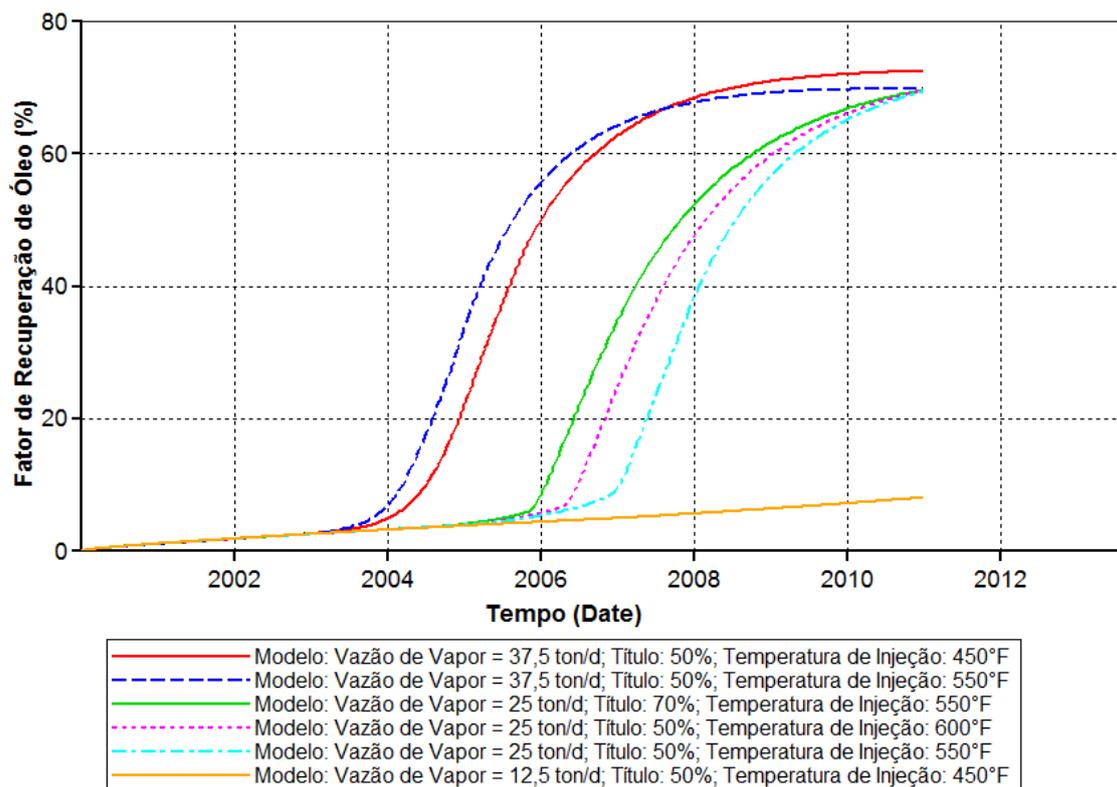


Figura 21 – Configurações com melhor Fator de Recuperação

Do gráfico da Figura 21 é possível observar que o modelo com injeção de 37,5 ton/dia para $\frac{1}{4}$ do *five-spot*) se destaca com o melhor resultado, no final do projeto, seguida do modelo com 150 ton/dia e aumento da temperatura de injeção para 550 °F.

Pelo gráfico verifica-se que houve três modelos com os maiores valores do Fator de Recuperação, os quais receberam uma vazão de injeção de vapor de 37,5 ton/dia, estando os demais com uma vazão de 25 ton/dia.

É possível verificar a antecipação da produção do banco de óleo com a maior vazão de vapor injetado, de forma a aumentar a produção do óleo a partir do ano de 2004.

Enquanto que para os modelos com vazão de vapor intermediária, de 25 ton/dia, a produção do banco de óleo aquecido inicia-se a partir de 2006.

No entanto, as demais curvas coincidem com valores aproximados no final do ano de 2010, o que torna difícil a análise.

Desta forma, foi ampliada a região de convergência dos valores da curva para verificar mais detalhadamente os resultados, podendo ser visualizado na Figura 22.

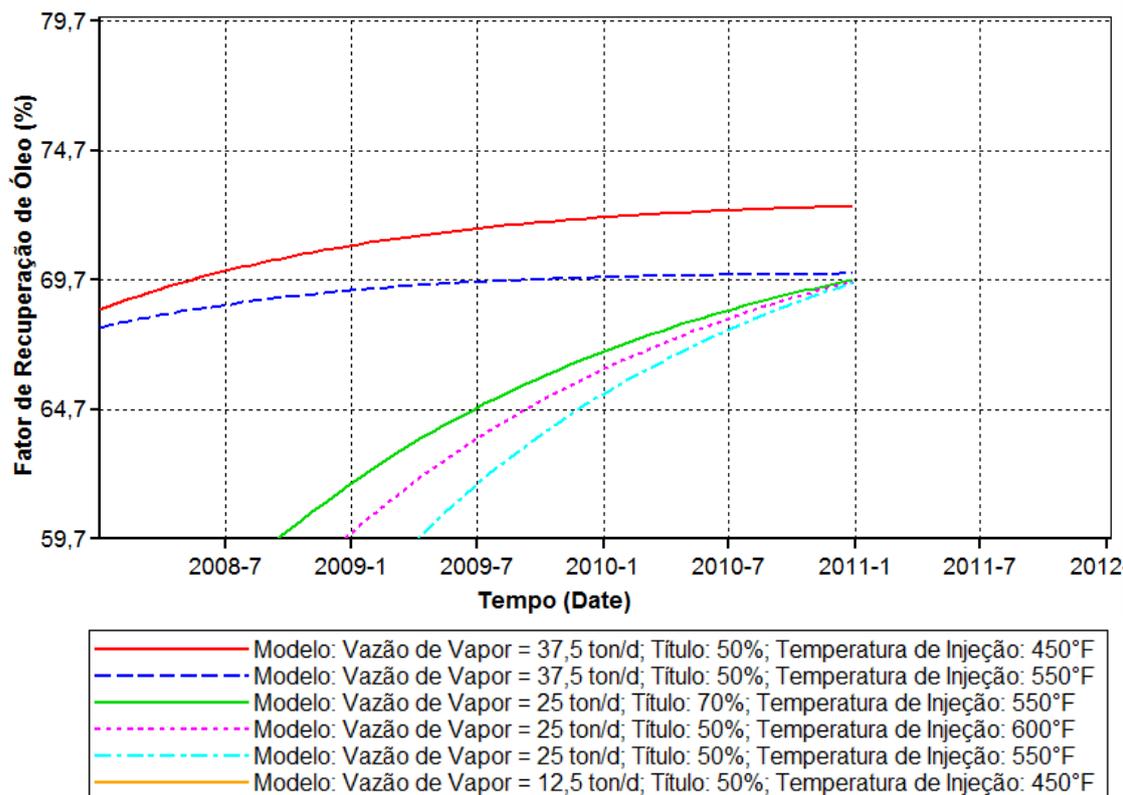


Figura 22 – Resultado das curvas com melhor Fator de Recuperação

Isolando as curvas dos modelos com injeção de vapor de 25 ton/dia, através do gráfico da Figura 22, verifica-se que um modelo se destaca, o qual apresenta uma configuração de vazão de vapor de 25 ton/dia, título de 70% e temperatura de injeção de 550°F.

5.3.2. RAZÃO ÓLEO-VAPOR ACUMULADA: MELHORES RESULTADOS

A Figura 23 mostra as curvas da ROV para as melhores configurações dos parâmetros operacionais do modelo estudado.

O gráfico possibilitou evidenciar que a partir de 2006, em média, a ROV acumulada dos modelos com vazão intermediária (25 ton/dia) tem uma melhoria significativa, onde se percebe que neste ponto, para os resultados apresentados, que na chegada do banco de óleo aquecido a ROV começa aumentar.

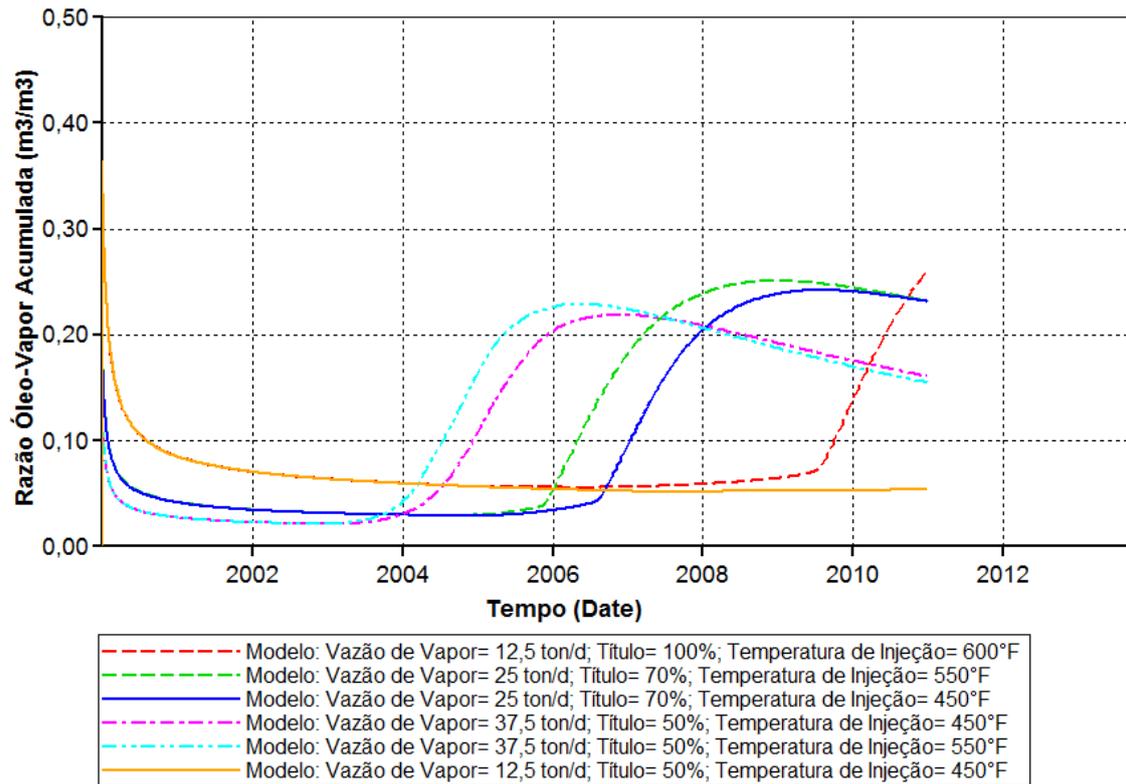


Figura 23 – Configurações com melhor Razão Óleo-Vapor Acumulada

Do gráfico da Figura 23, analisando a ROV acumulada, no final do projeto, observa-se a dificuldade de visualizar o detalhamento das curvas no ponto final.

Desta forma, foi aproximado o ponto de convergência das curvas para melhor visualização dos resultados, mostrado na Figura 24.

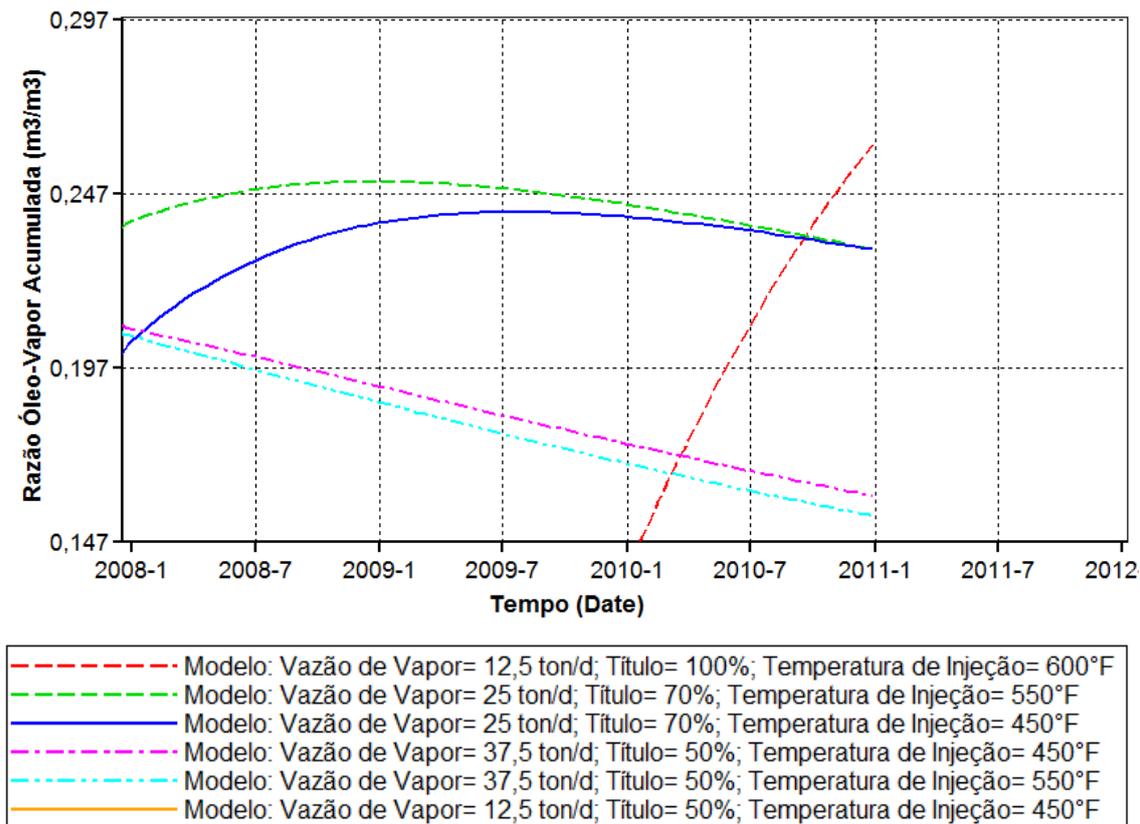


Figura 24 – Resultado das curvas com melhor Razão Óleo-Vapor Acumulada

Da aproximação do gráfico da Figura 24, é possível verificar que o modelo com o segundo melhor resultado final foi modelo com configuração de vazão de vapor de 25 ton/dia, título de 70% e temperatura de injeção de 550°F.

5.3.3. MODELO COM CONFIGURAÇÃO ESCOLHIDA

Analisando as curvas dos melhores resultados para o Fator de Recuperação e melhor ROV acumulada, identificou-se um modelo com os melhores resultados na combinação desses dois indicadores.

No que se refere à Razão Óleo-Vapor acumulada, o modelo escolhido da amostra apresentou o segundo maior valor de ROV acumulada e a evolução da curva de ROV no tempo com resposta satisfatória, como pode ser observada no gráfico da Figura 30.

Portanto, decidiu-se por esse modelo que apresenta configuração de vazão de 25 ton/dia para a malha *five-spot* invertido, que apresentou um Fator de Recuperação de 69,59%, com uma produção acumulada de óleo de 23.208,2 m³, e uma ROV acumulada de 0,2317.

O modelo escolhido foi analisado em comparativo com o modelo com maior Fator de Recuperação, o modelo com maior ROV acumulada, e o modelo com o resultado menos satisfatório das 27 rodadas de simulações, como mostra a Tabela 7.

Tabela 7 – Comparativos dos resultados das simulações

Modelo	Parâmetros Operacionais			Resultados	
	Vazão de Vapor Injetado (ton/dia)	Título do Vapor (%)	Temperatura de Injeção (°F)	Fr (%)	ROV Acum.
Melhor Fr	37,5	50	450	72,492	0,1609
Melhor ROV	12,5	100	600	39,345	0,258
Modelo Escolhido	25	70	550	69,594	0,2317
Pior Resultado	12,5	50	450	8,135	0,054

Como pode ser observada pelos dados da Tabela 7, a decisão do modelo de configuração não considerou a melhor produção acumulada de óleo ou a melhor ROV acumulada, mas o ponto de vista dos dois indicadores, resultando em um modelo que traga uma produção de óleo considerável, e atenda a relação custo-benefício com a ROV.

Porém, as análises mostraram que o modelo com melhor Fator de Recuperação é aquele com vazão de injeção de 37,5 ton/dia, mas que apresentou uma ROV acumulada menor que o modelo escolhido, seria necessário, portanto, a realização de uma análise econômica para identificar o modelo mais viável economicamente.

5.3.3.1. ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO DE ÓLEO

O gráfico da Figura 25 mostra o comparativo da vazão de óleo, em condições padrão, para os modelos da Tabela 7.

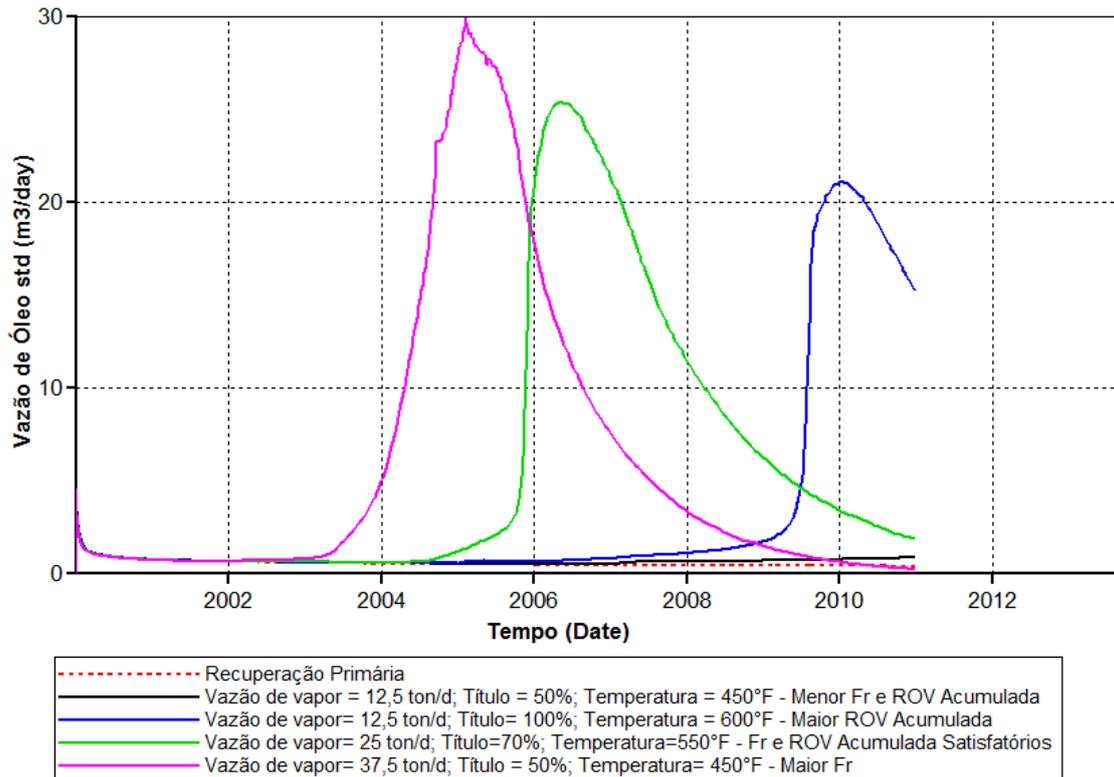


Figura 25 – Gráfico comparativo da vazão de óleo std

Observando o gráfico, observa-se que o pico de óleo do modelo com melhor Fr foi antecipada em cerca de dois anos do modelo escolhido, porém cai consideravelmente após 2005 enquanto que o modelo escolhido teve uma redução menos atenuada no final do projeto.

Nota-se que o modelo com melhor ROV acumulada iniciou seu pico de óleo quase no final do projeto, enquanto que o modelo com o pior resultado deu início a produção do pico de produção de óleo, em 11 anos de projeto.

5.3.3.2. ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA

A Figura 26 mostra o gráfico do comparativo da produção acumulada de água, em condições padrão, para os modelos da Tabela 7.

No gráfico da Figura 26, o modelo escolhido aparece com uma curva intermediária em relação aos demais modelos. No caso da produção de água, volumes menores são ideais ao projeto, haja vista os custos com o processo de injeção de vapor, com tratamento e descarte dessa água.

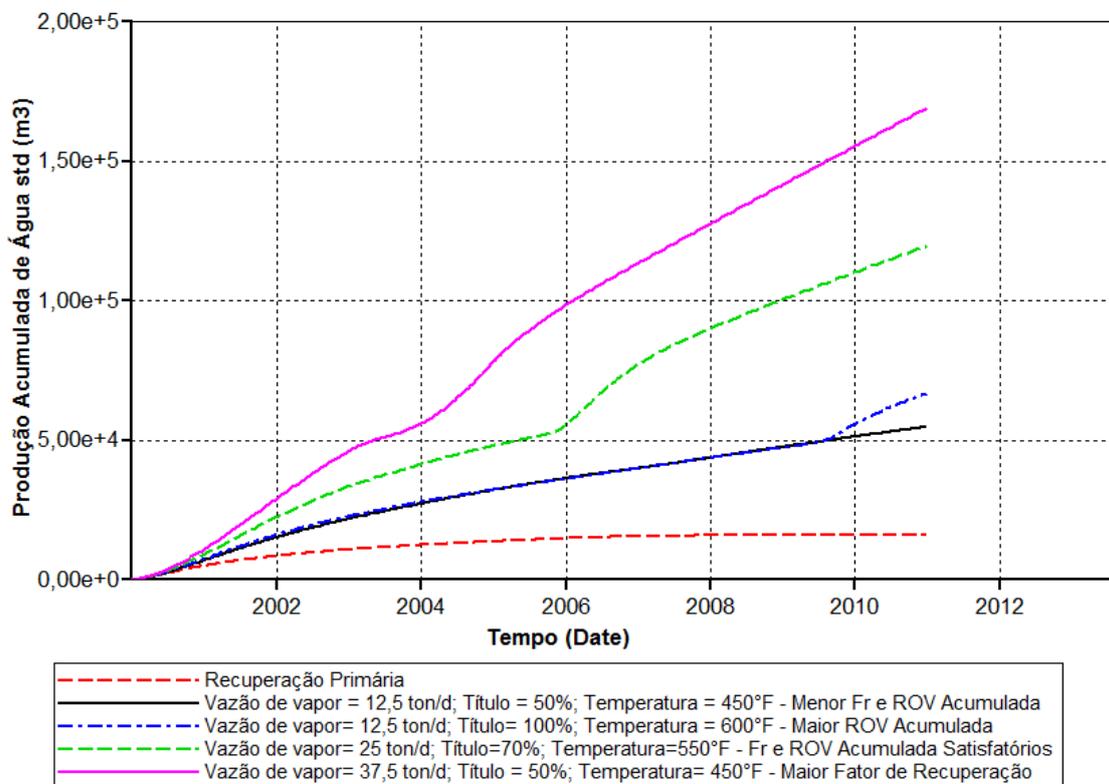


Figura 26 – Gráfico comparativo da produção acumulada de água std

Sabe-se que não é possível a produção de óleo, com o método de vapor, sem uma produção considerável de água, portanto, no que diz respeito ao volume de água produzido no projeto, os valores para os modelos estão compatíveis, podendo-se perceber que, com a produção do pico de vazão de óleo, mostrado na Figura 25, a curva da produção de água tem consequentemente um acréscimo.

5.4. ANÁLISE DO DESLOCAMENTO DO VAPOR NO RESERVATÓRIO

Na análise dos efeitos do vapor no meio poroso foi utilizado o resultado em 3D do diagrama ternário, que possuía condições iniciais mostradas na Figura 27.

Na análise comparativa foi considerado o modelo escolhido, este o melhor modelo com vazão de 25 ton/dia, em comparativo com o modelo com o pior resultado nas simulações.

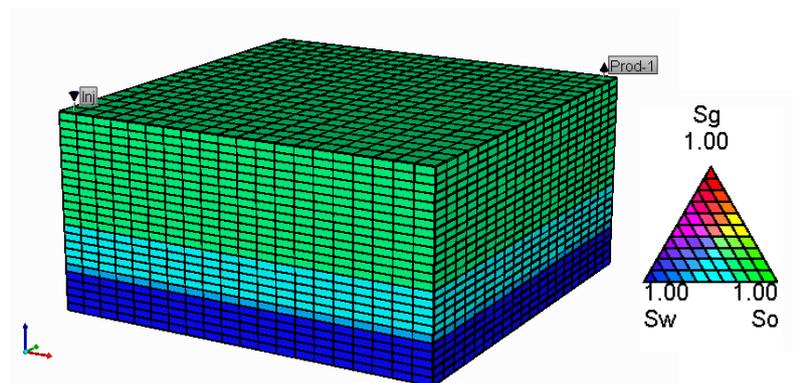


Figura 27 – Diagrama Ternário: Condição Inicial do Modelo

Na análise comparativa foram usados os resultados de dois anos de projeto (em 2002), de cinco anos de projeto (2005) e no final do projeto (final de 2010), para três configurações, a configuração com o pior resultado, com vazão de injeção na malha de 12,5 ton/dia, o modelo escolhido, com vazão de injeção de 25 ton/dia e o modelo com o melhor Fator de recuperação, com uma vazão injetada na malha de 37,5 ton/dia.

A Figura 28 mostra o gráfico 3D para o modelo com resultado menos satisfatório das simulações realizadas, para os períodos de tempo analisados:

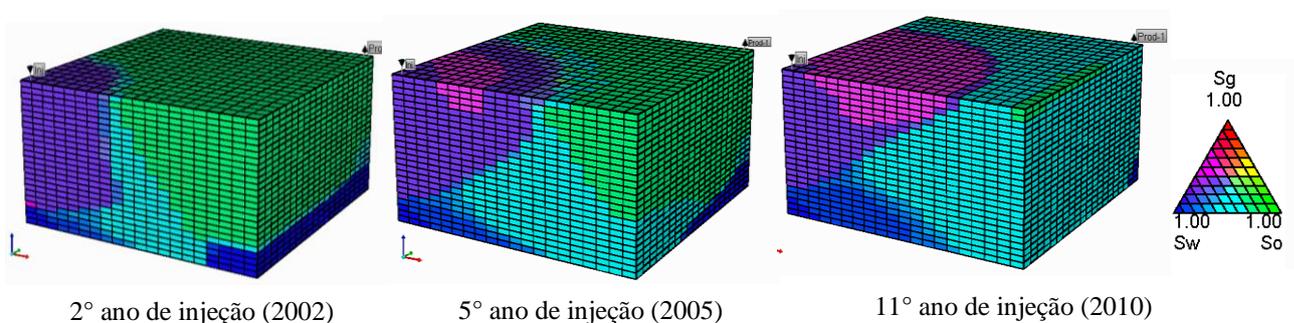


Figura 28 – Deslocamento do Vapor: Modelo com resultado menos favorável

O resultado do deslocamento do vapor no reservatório do modelo, conforme observado na Figura 27, mostra que o avanço do vapor não foi significativo, se apresentando com maiores frações apenas nas camadas superiores, devido à segregação gravitacional como discutido anteriormente, e com alta condensação do vapor e formação de bancos de água.

Por este motivo, os resultados de produção de óleo não foram satisfatórios, uma vez que a quantidade de vapor injetado não é suficiente para aumentar a temperatura do reservatório, reduzir viscosidades e permitir o deslocamento do óleo.

A Figura 29 apresenta o gráfico 3D do modelo escolhido, com vazão de 25 ton/dia, mostrando o avanço do calor nas camadas do *grid* do reservatório.

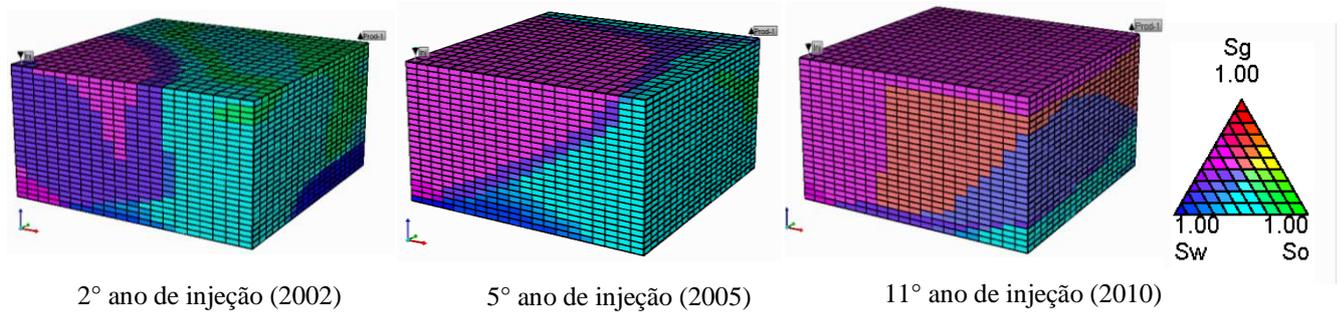


Figura 29 – Deslocamento do Vapor: Modelo escolhido

A Figura 29 mostra diferenças marcantes dos resultados desse modelo em relação ao modelo da Figura 28. Observa-se que com dois e cinco anos de injeção contínua o vapor ainda está avançando pelo reservatório, houve, portanto, uma maior eficiência de varrido.

No período de cerca de 11 anos, final de 2010, percebe-se pela Figura 29 que o banco de óleo já atingiu o poço produtor. Porém, o vapor se encontra segregado nas camadas superiores e um banco de água está localizado na parte central do *grid* analisado, pois com o avanço dos *fingers* de vapor no modelo, grande quantidade de água condensou, ocupando boa parte do modelo.

5.5. ANÁLISE DA PRESSÃO NO RESERVATÓRIO

Este tópico discute o comportamento da pressão no reservatório ao longo do tempo de projeto. Para tanto, compara as pressões de três modelos, o modelo com pior resultado, o modelo escolhido e o modelo com o melhor Fr, utilizando três datas, 2003 (3 anos), 2006 (6 anos) e final do projeto em dezembro de 2010 (cerca de 11 anos).

A Figura 30 mostra a condição inicial de pressão no reservatório.

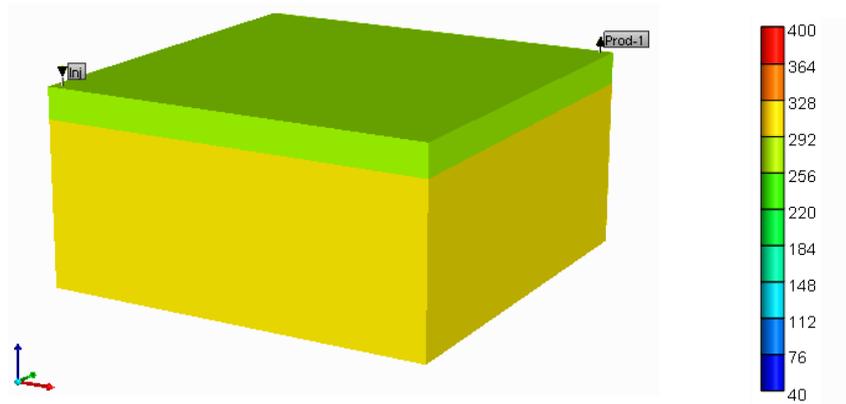


Figura 30 – Condição Inicial de Pressão no Reservatório

A Figura 31 explicita a variação de pressão no tempo para o modelo menos satisfatório com relação ao resultado das simulações.

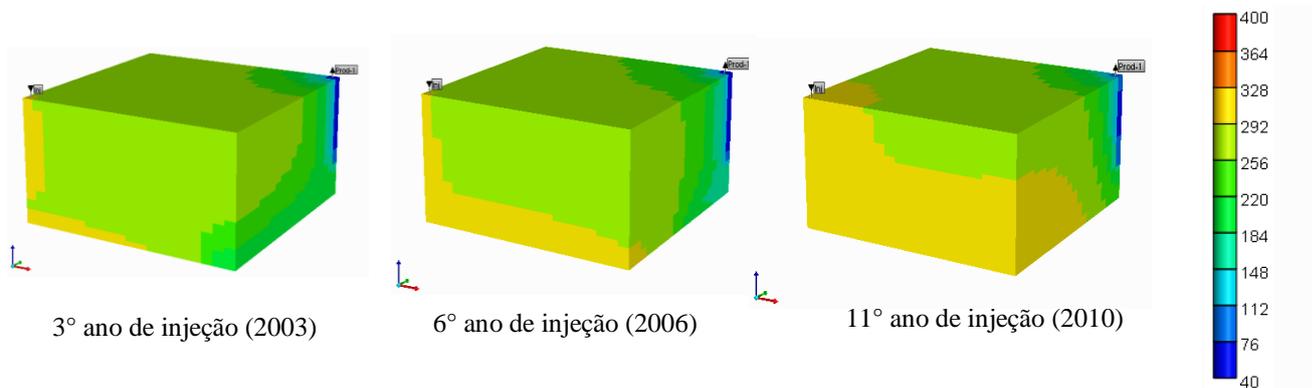


Figura 31 – Pressão no reservatório: Modelo com resultado menos favorável

A Figura 31 mostra que a pressão pouco modificou no reservatório, do início da injeção de vapor ao final do projeto. O volume de vapor injetado nesse período não permitiu o aumento da pressão do reservatório, permanecem os 11 anos sem grandes alterações na região próxima ao poço produtor.

Na Figura 32 estão os resultados da evolução da pressão no reservatório do modelo escolhido, com melhor resultado para vazão de 25 ton/dia de vapor injetado.

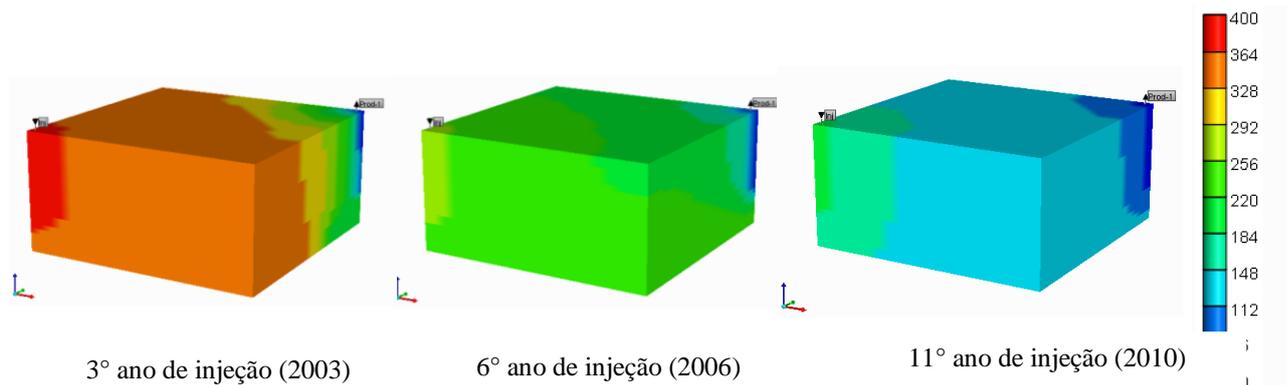


Figura 32 – Pressão no reservatório: Modelo Escolhido

Com maiores vazões de injeção de vapor, o reservatório é rapidamente pressurizado, como pode ser verificado comparando a Figuras 31 e 32, com consequente ganho de produção de óleo. Porém, a pressão tende a cair após alguns anos, e em 6 anos verifica-se que, após a produção do banco de óleo, a pressão cai para valores muito abaixo da condição inicial.

Na Figura 33 estão os resultados da evolução da pressão no reservatório (em psi) do modelo com melhor resposta do Fator de recuperação.

A Figura 33 mostra a evolução da pressão no modelo com a melhor recuperação de óleo, e maior valor de vapor injetado que os dois modelos analisados anteriormente. Verifica-se o aumento de pressão rapidamente e redução até valores de cerca de 140 psi, após a produção do banco de óleo.

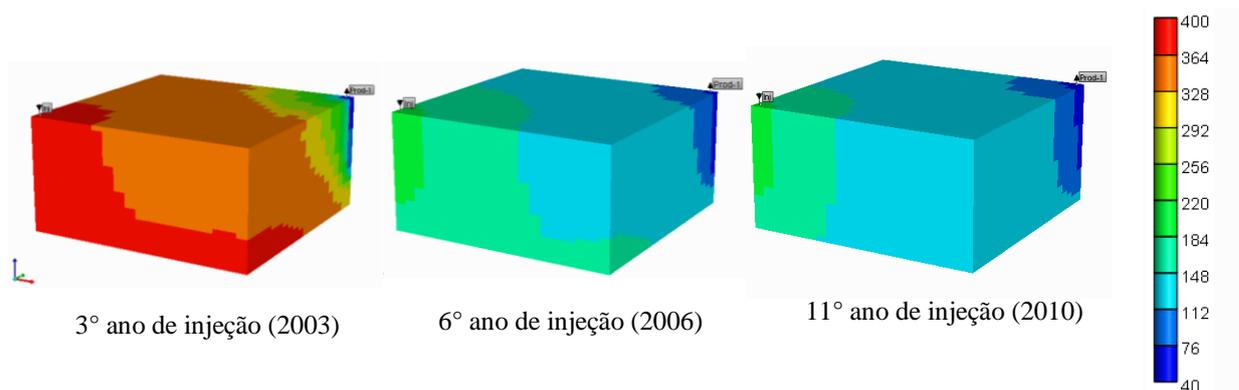


Figura 33 – Pressão no reservatório: Modelo com melhor Fr

5.6. ANÁLISE DA TEMPERATURA NO RESERVATÓRIO

Analizadas as comparações entre os modelos classificados quanto aos resultados do desempenho do reservatório à injeção contínua de vapor, o presente tópico busca mostrar e analisar as variações de temperatura no reservatório do modelo escolhido.

Na Figura 34, o gráfico 3D apresenta as variações de temperatura no modelo do reservatório, devido ao método térmico utilizado.

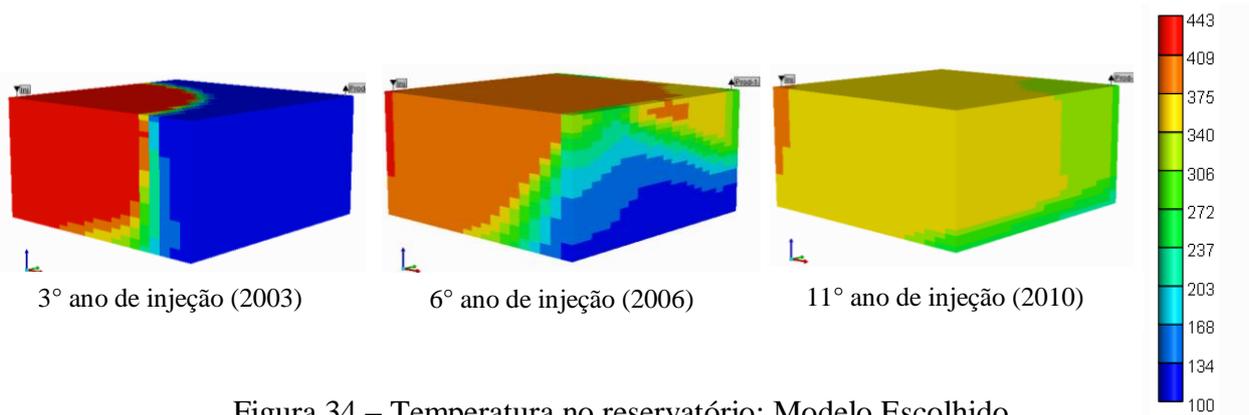


Figura 34 – Temperatura no reservatório: Modelo Escolhido

Em 3 anos de processo de vapor, o aumento de temperatura nas camadas surge gradualmente, em direção ao produtor. No período de 6 anos, o reservatório se mostra aquecido nas camadas superiores, com redução de temperatura na direção x do modelo, no sentido do fluxo, das camadas superiores às camadas inferiores até a zona de água. No final do processo de vapor a temperatura tem se reduzido consideravelmente, devido a redução da pressão no reservatório analisada no ponto anterior.

5.7. ANÁLISE DA VISCOSIDADE DO ÓLEO

A viscosidade do óleo foi analisada tomando os resultados do modelo escolhido que apresentou melhor resultado de Fr e ROV acumulada com a injeção de 25 ton/dia de vapor, com o progresso da injeção contínua de vapor, o qual tende a reduzir consideravelmente a viscosidade do óleo, permitindo a melhoria na produção.

A redução da viscosidade é a principal consequência do processo de injeção de vapor, portanto, é crucial a análise de sua evolução ao longo do tempo de projeto. A Figura 35 mostra a viscosidade inicial nas condições de reservatório.



Figura 35 – Viscosidade inicial do Óleo

Na Figura 36 está exposto a viscosidade do óleo no reservatório com 3 anos de injeção contínua de vapor.

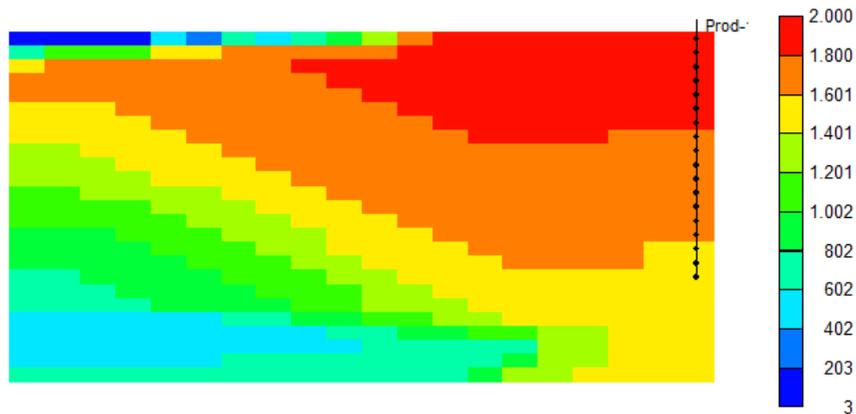


Figura 36 – Viscosidade do Óleo no 3º ano: Modelo escolhido

O gráfico 2D, na direção x, com eixo IK, na Figura 36 mostra que com o avanço do vapor, do injetor para o produtor, segue a redução da viscosidade do óleo, no sentido da direção do vapor no eixo horizontal, devido ao aumento da temperatura nas camadas.

Assim, com 3 anos de injeção de vapor, percebe-se que a região próxima ao produtor ainda está com alta viscosidade, ou seja, a viscosidade inicial do óleo. Porém, com o deslocamento do vapor, regiões próximas ao produtor mostraram alguma redução.

Na Figura 37, pode ser visualizado o mapa da viscosidade do modelo mais otimizado, com 6 anos de injeção de vapor.

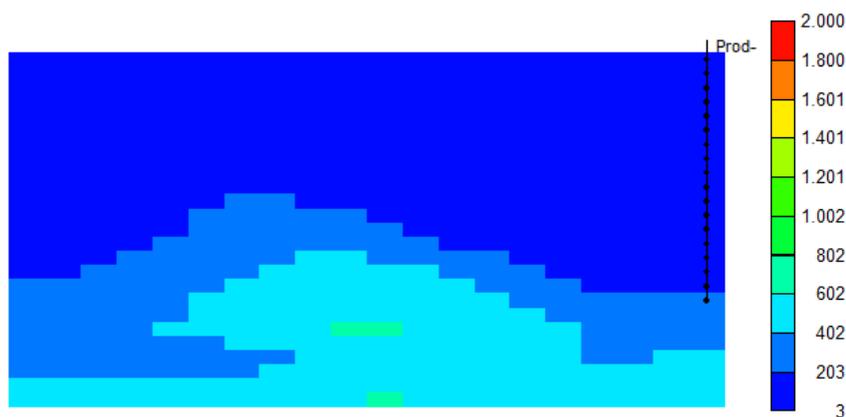


Figura 37 – Viscosidade do Óleo no 6º ano: Modelo Escolhido

No 6º ano pode ser identificada uma melhoria significativa na redução da viscosidade do óleo no modelo de reservatório estudado. Salienta-se que o banco de óleo está sendo produzido nesse período, do ano de 2006 ao ano de 2008, como pode ser verificada na Figura 25, curva verde do gráfico de vazão de óleo (m³/dia), em condições padrão.

Portanto, essa redução da viscosidade teve forte contribuição para a produção do pico de óleo no reservatório.

A viscosidade do óleo no final do projeto de injeção contínua pode ser conferida na Figura 38.



Figura 38 – Viscosidade do Óleo no 11º ano: Modelo Escolhido

No final do ano de 2010, o modelo do reservatório estudado apresentou na região próxima ao poço produtor, uma baixa viscosidade do óleo, pois o reservatório se encontrava com uma temperatura com mais de 300°F, devido à contínua injeção de vapor, com uma qualidade de 70%, e uma temperatura de injeção de 550°F.

Neste período, o reservatório já havia produzido o banco de óleo, estando com uma saturação de óleo em torno de 10 a 20%, como pode ser conferido no ponto seguinte sobre a saturação do óleo.

5.8. ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÓLEO

O gráfico da Figura 39 mostra a saturação inicial de óleo no modelo do reservatório de petróleo analisado.

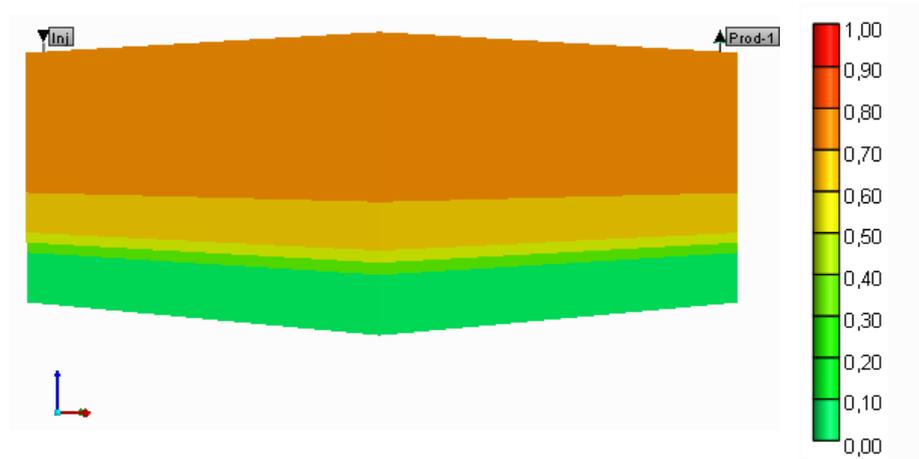


Figura 39 – Saturação Inicial de Óleo

A saturação inicial de óleo no *grid* estudado é em torno de 70% nas camadas superiores, zona de óleo, com redução para 60 e 50% nas camadas inferiores da zona de óleo.

Na Figura 40, mostra as saturações de óleo no reservatório com 3 anos de injeção contínua.

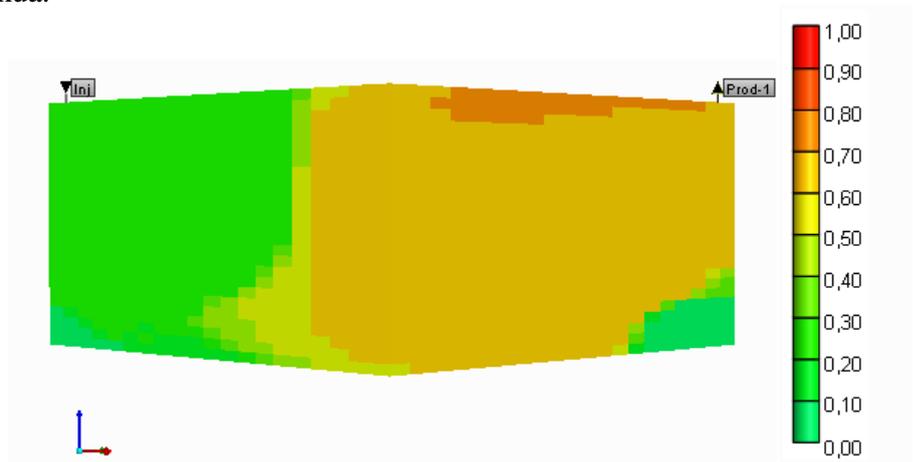


Figura 40 – Saturação de Óleo no 3º ano: Modelo Escolhido

Na Figura 40, pode ser visto o deslocamento do óleo pela ação do vapor, com saturações de óleo da ordem de 60 a 70% na direção do produtor.

A Figura 41 apresenta as saturações do óleo no modelo de reservatório com 6 anos de injeção de vapor.

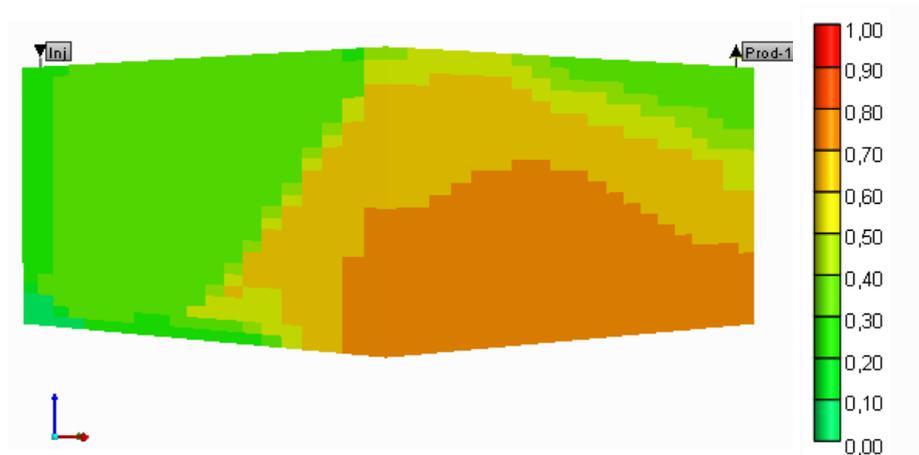


Figura 41 – Saturação de Óleo no 6º ano: Modelo escolhido

Na Figura 41 é possível visualizar as saturações de óleo, com atuação da gravidade que causa a segregação do vapor nas camadas superiores e deslocamento do óleo para as camadas centrais e inferiores do *grid*.

A Figura 42 mostra as saturações de óleo no final do projeto de injeção, com 11 anos.

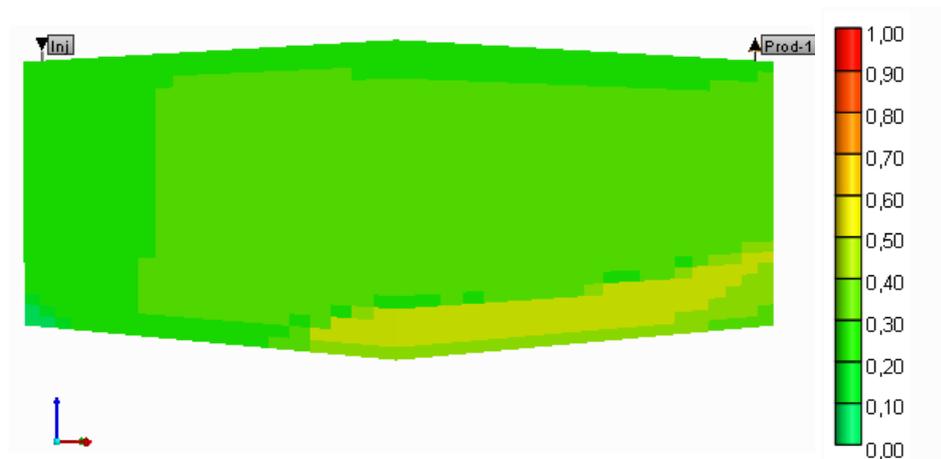


Figura 42 – Saturação de Óleo no 11º ano: Modelo escolhido

Na Figura 42, verifica-se que ao final da produção, com injeção contínua, o óleo fica retido na base do reservatório. As camadas superiores e camadas próximas ao injetor há baixa saturação de óleo, pois com esse tempo de projeto o vapor já tem deslocada grande parte do óleo do reservatório.

5.9. ANÁLISE COMPARATIVA: PRESENÇA DE AQUÍFERO ATUANTE NO RESERVATÓRIO

O modelo do reservatório utilizado no estudo, que contém uma zona de óleo de 20 metros e uma zona de água de 5 metros de espessura, é um modelo retangular, fechado, sem presença de aquífero, sem heterogeneidades, enfim, um modelo ideal, diferente dos reservatórios reais.

Deste modo, para aproximar o modelo do reservatório em análise dos fenômenos de escoamento de fluidos que ocorrem em reservatórios reais, decidiu-se por inserir um aquífero de fundo atuante no *grid* estudado, de forma que houvesse comunicação com o reservatório, em termos de escoamento, pressão, temperatura, etc.

Para estas análises, foi necessária a modificação dos blocos do *grid* de acordo com os volumes e área aberta ao fluxo, ocupada pelos fluidos, nos blocos do modelo, como pode ser verificado na Figura 43, que mostra as modificações realizadas em cada bloco.

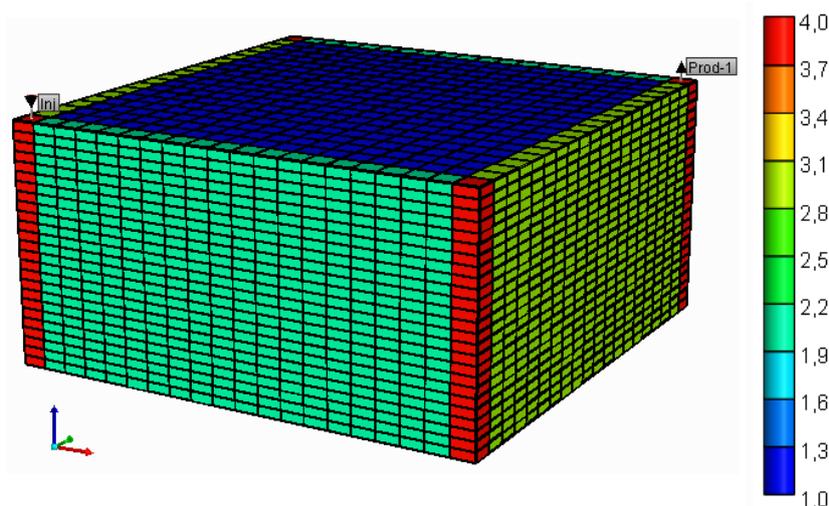


Figura 43 – Volumes e áreas dos blocos modificados

A Figura 43 faz relação com as modificações do volume e área aberta ao fluxo da Tabela 8, onde os índices da escala representam as modificações mostradas na Tabela 8.

A modificação na geometria dos blocos foi necessária para reduzir pela metade as fronteiras desses blocos, de forma que os nós dos blocos estivessem na fronteira do reservatório (STARS CMG, 2012).

Essa função simula o efeito que acontece em reservatórios reais. Pois tomando um modelo de $\frac{1}{4}$ do *five-spot* invertido, o que na prática esse modelo de $\frac{1}{4}$ está localizado dentro de uma malha com 4 poços produtores e um injetor, que se encontra

em uma região do reservatório, onde podem atuar outras malhas *five-spot*, sucessivamente. A Figura 44 procura ilustrar o discutido.

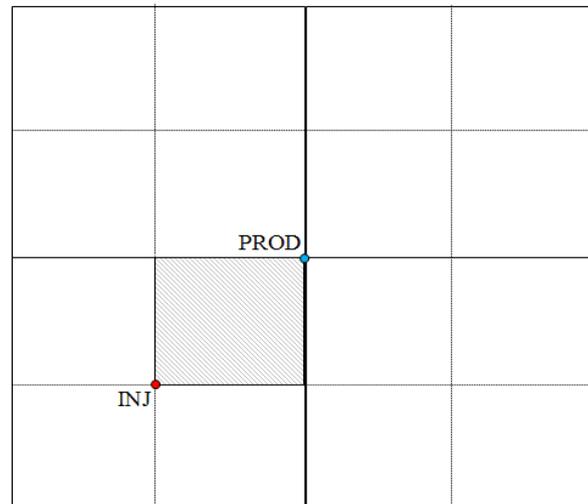


Figura 44 – Localização do modelo de $\frac{1}{4}$ do *five-spot* invertido

A Figura 44 destaca, no plano areal, o modelo de $\frac{1}{4}$ do *five-spot* invertido analisado e mostra sua localização em uma malha *five-spot* invertido, em um conjunto de malhas, comum na exploração de reservatórios.

Pela Figura 44 observa-se que os blocos nos limites do modelo estão em comunicação com outros planos que não estão representados no estudo.

Assim, a modificação de volumes e áreas dos blocos na fronteira do modelo busca a aproximação desse efeito. Deve-se considerar a área aberta ao fluxo (A_{af}) perpendicular aos eixos IJK, como exemplificado na Figura 45.

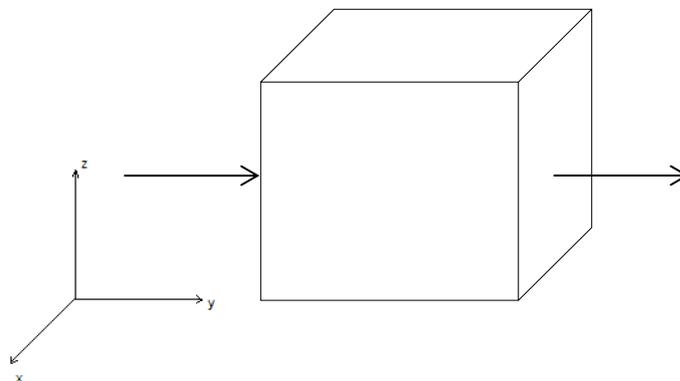


Figura 45 - Representação da área aberta ao fluxo

A Figura 45 mostra a representação de um bloco, considerando a área aberta ao fluxo no eixo y, direção K. Na Tabela 8 estão explicadas as modificações do volume e e áreas, de acordo com as direções e nomenclatura de cores da Figura 43.

Tabela 8 – Volume e área aberta ao fluxo modificado

Blocos	Modificações			
	Volume	$A_{af,i}$	$A_{af,j}$	$A_{af,k}$
1	1,0	1,0	1,0	1,0
2	0,5	0,5	1,0	0,5
3	0,5	1,0	0,5	0,5
4	0,25	0,5	0,5	0,25

Assim, utilizou-se o modelo que apresentou o melhor Fr para vazões de injeção de 25 ton/dia para modificação dos volumes em cada bloco, e inserido um aquífero atuante infinito, a fim de analisar, comparativamente, as repostas do reservatório com o método de injeção de vapor e aquele com o aquífero de fundo atuante.

O aquífero tem as seguintes características:

- Espessura de 10 metros;
- Porosidade: 24 %;
- Permeabilidade: 1000 mD;
- Raio: 140 metros;
- Ângulo: 1°;
- Geometria: Radial Infinito;
- Modelo de Carter-Tracy.

A Figura 46 mostra o gráfico 3D da saturação de água, do modelo com aquífero atuante, este com volumes diferentes nas cinco camadas que representam o aquífero, crescendo de cima para baixo, como ilustra a Figura 46.

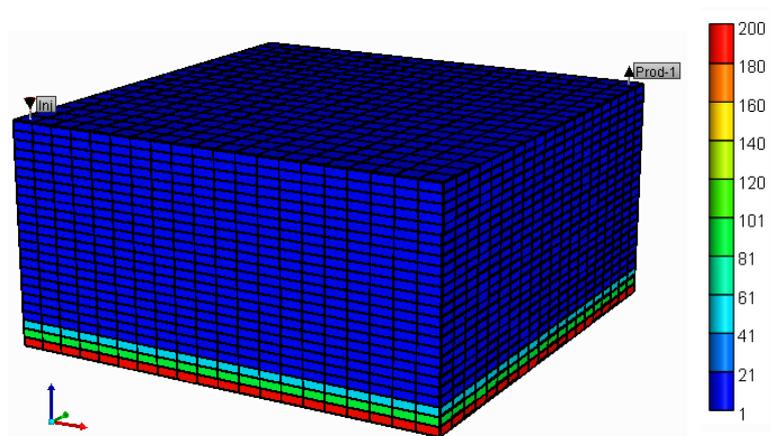


Figura 46 – Volumes de água do Aquífero: Modelo Com Aquífero Atuante

Salienta-se que o aquífero tem comunicação com o reservatório, ou seja, as alterações nas condições do reservatório causam alterações no aquífero e vice-versa. Segundo Rosa et al (2011) “quando um reservatório de óleo ou gás apresenta um aquífero adjacente, a queda de pressão do reservatório decorrente da perda de fluidos pode provocar a expansão da água do aquífero e o conseqüente influxo de água para o reservatório”.

Na Figura 46 o volume em m^3 std da primeira camada (*layer 22*) cada do aquífero possui um volume de $10 m^3$ de água, a segunda camada um volume de $50 m^3$, a terceira $100 m^3$ e a última camada com $200 m^3$ de água.

5.9.1. ANÁLISE DO FATOR DE RECUPERAÇÃO

A Figura 47 retrata o Fator de Recuperação dos modelos com e sem aquífero de forma comparativa, ao longo de 11 anos de injeção de vapor.

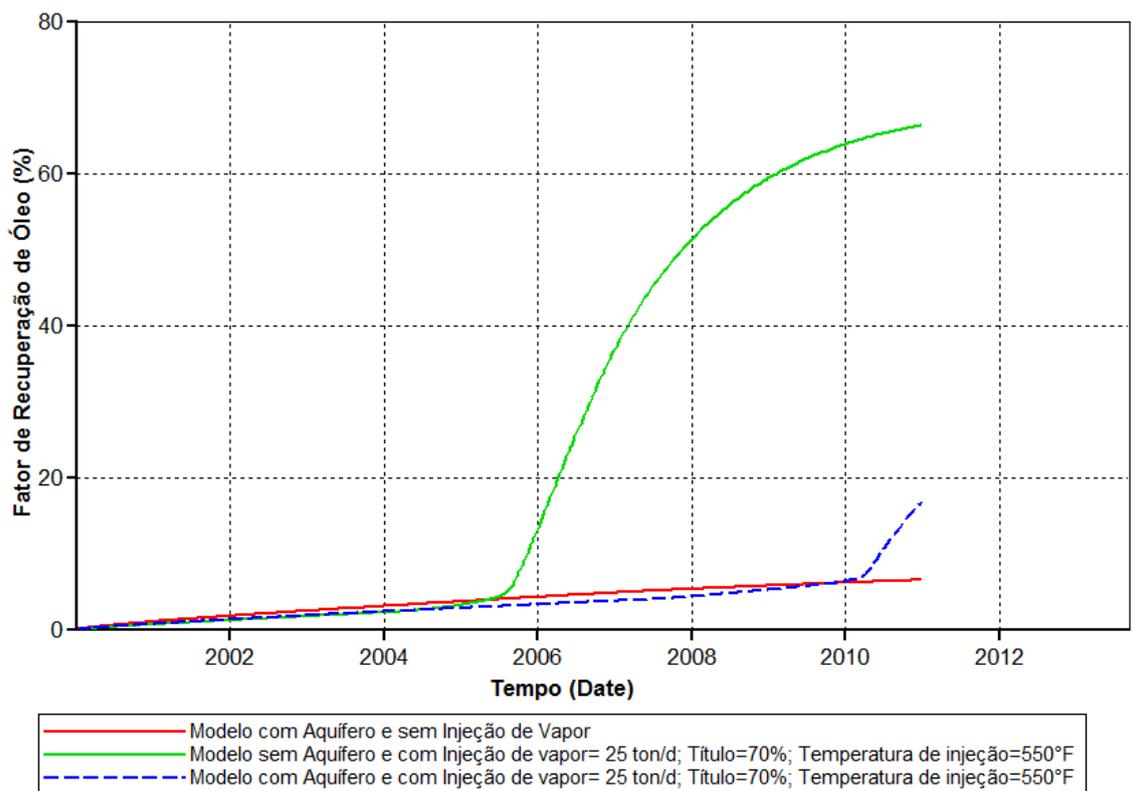


Figura 47 – Análise comparativa do Fr: modelos com e sem aquífero atuante

Das curvas mostradas no gráfico da Figura 47, o Fator de Recuperação do modelo com aquífero teve uma redução de 69% para 16%, considerando o Fr do modelo que possui apenas uma zona de água.

Esse fato é decorrente da comunicação do reservatório com o aquífero e fronteiras do sistema, pois o aquífero rouba muito calor do vapor injetado.

Esse exemplo mostra que quanto mais um modelo de reservatório teórico se aproxima das condições de um reservatório real, mais a recuperação de óleo tende a reduzir, uma vez que outros fenômenos estão ocorrendo, simultaneamente, dentro do reservatório, como a exemplo do aquífero atuante.

5.9.2. ANÁLISE DA PRESSÃO NO RESERVATÓRIO

Partindo da mesma condição inicial de pressão no reservatório, haja vista que ambos os modelos são idênticos em termos de propriedades e característica de fluidos, só se distinguindo pela presença do aquífero, este tópico pretende analisar o comportamento da pressão no reservatório para os modelos com e sem aquífero atuante.

A Figura 48 traz os gráficos em 2D, direções IK, que mostra o poço produtor, referente ao modelo sem aquífero atuante, para três datas distintas (3 anos de injeção de vapor, 6 anos e no final da injeção).

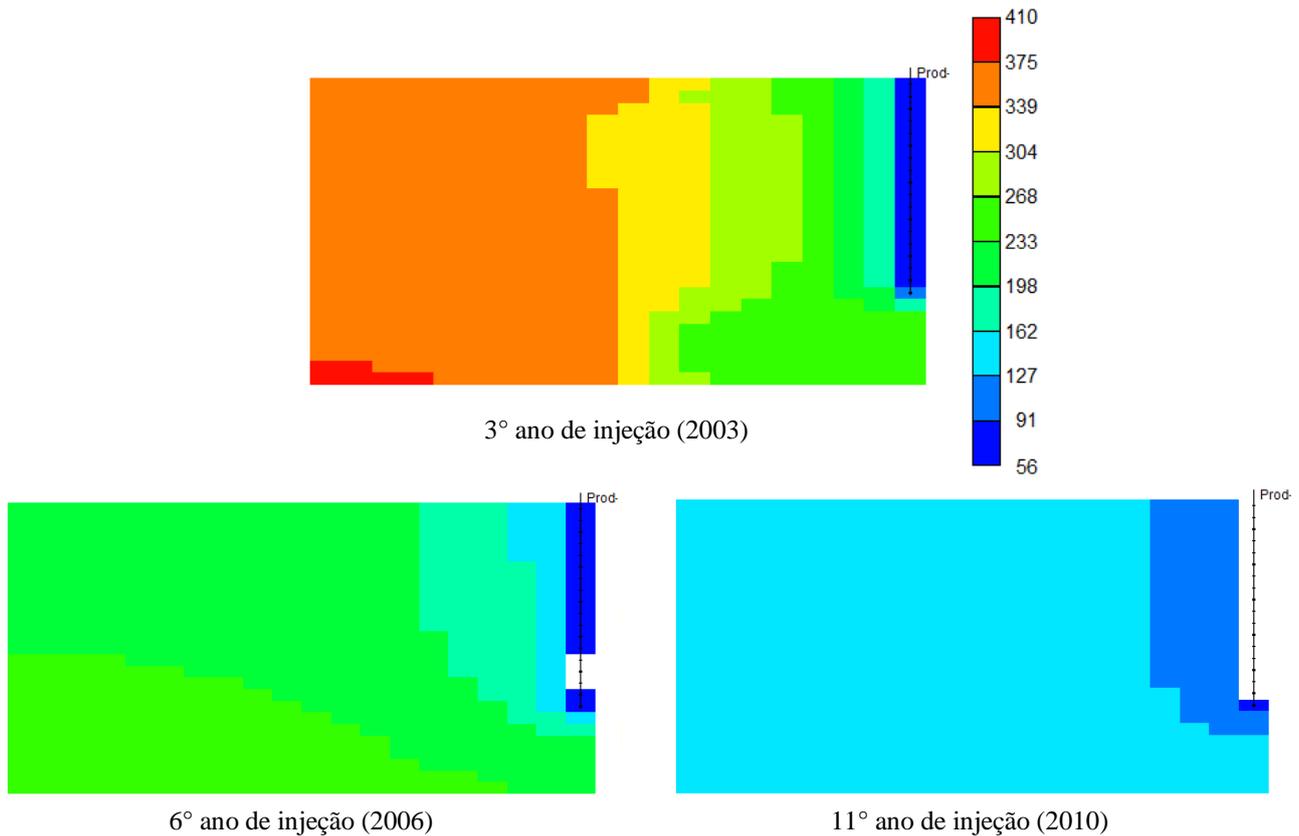


Figura 48 – Comportamento da pressão no reservatório: Modelo sem Aquífero e com Injeção de vapor

A Figura 49 mostra os gráficos em 2D, direções IK, do modelo com aquífero atuante, no 3° ano de injeção de vapor, 6° ano e 11° ano de injeção.

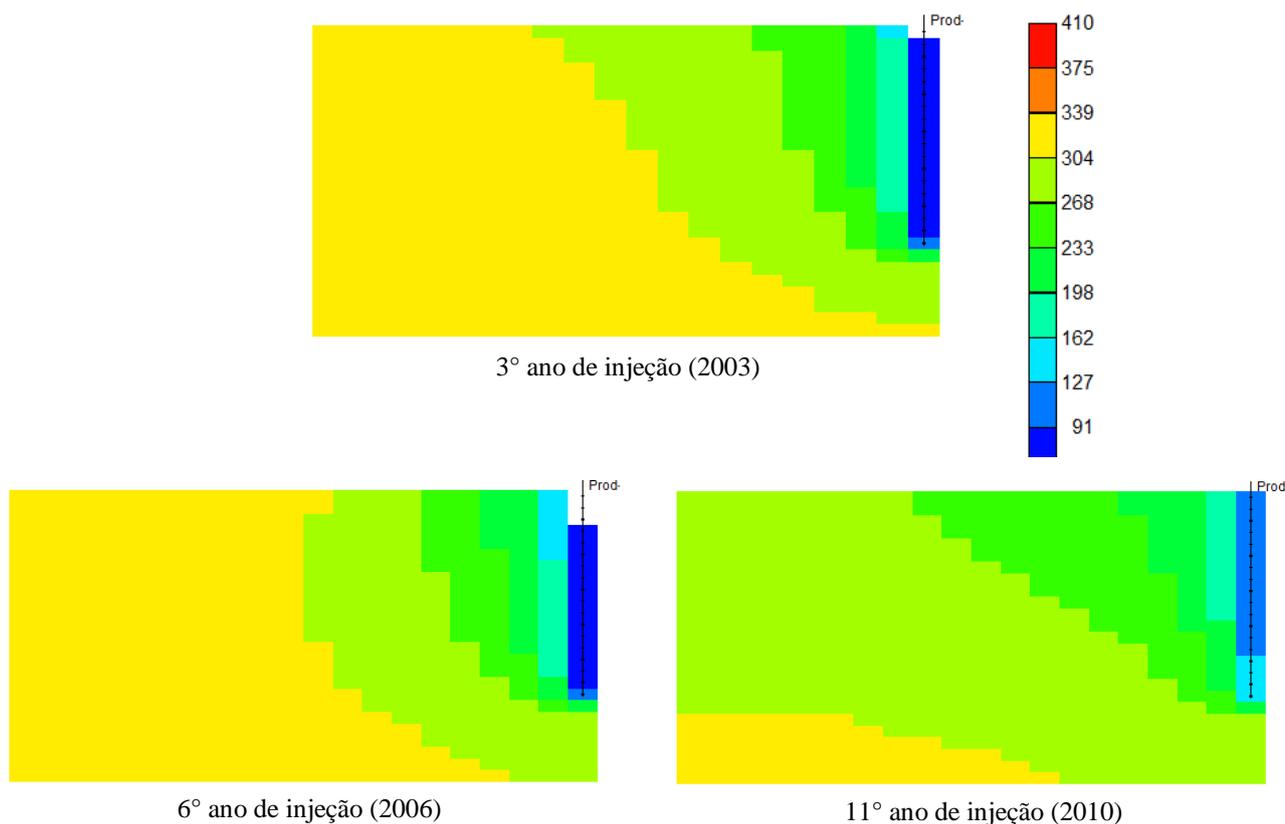


Figura 49 – Comportamento da pressão no reservatório: Modelo com Aquífero e com injeção de vapor

Analisando os mapas das Figuras 48 e 49, é possível observar que o modelo sem aquífero apresenta, no 3° ano de injeção de vapor, a pressão no reservatório superior ao modelo que possui um aquífero atuante, com comportamento infinito. As distribuições da pressão injetada no processo de vapor são diferentes para os dois modelos.

Quando se analisa o comportamento do reservatório com 6 anos de injeção de vapor verifica-se que o modelo com a presença do aquífero manteve a pressão no reservatório mais elevada por mais tempo do que o modelo sem aquífero, que teve redução significativa no 6° de injeção de vapor, como pode ser comprovado pela Figura 48.

Este comportamento é visualizado também no final do projeto, com 11 anos de injeção de vapor, como se pode visualizar nas Figuras 48 e 49. A pressão no modelo com aquífero manteve seu comportamento, com valores entre 260 e 300 psi, enquanto que no modelo sem aquífero, a pressão cai para aproximados 100 psi.

Este comportamento se deve ao fato de que o modelo sem aquífero começou a produzir o seu banco de óleo a partir de 2006, enquanto que o modelo com o aquífero atuante apenas inicia a produção de seu banco de óleo após 2010, ou seja, com 11 anos de injeção de vapor.

Assim, verifica-se que a presença do aquífero retarda a chegada do óleo no poço produtor, podendo inviabilizar um projeto de injeção contínua de vapor, uma vez que o investimento é alto para um prazo tão longo de retorno.

Desta forma, pode-se concluir que, na prática na exploração e produção de reservatórios de óleos pesados, são necessários detalhados estudos sobre o comportamento do reservatório, pois os modelos reais de reservatório são bem complexos do que os modelos aproximados estudados em pesquisas, uma vez que outros mecanismos podem ocorrer e alterar a produção do reservatório, prevista em estudos de simulação numérica de reservatórios.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi estudado o método de injeção contínua de vapor em reservatórios de óleos viscosos, a partir de um modelo homogêneo, modelo de fluido *black oil*, com características de reservatórios de óleos pesados encontrados no Nordeste brasileiro.

Os estudos mostraram que os parâmetros operacionais são mais influentes do que os parâmetros de reservatórios, conforme o *range* de valores utilizados na análise de sensibilidade do CMOST.

Assim, dos parâmetros operacionais analisados, os quais: temperatura de injeção, vazão e título do vapor, a vazão de vapor mostrou-se mais relevante quando se considera o Fator de Recuperação de óleo.

Particularidades do método de injeção contínua de vapor foram discutidas em estudo, a exemplo da ocorrência de segregação gravitacional de vapor, e os mecanismos de produção a partir da redução da viscosidade, contribuição com a pressurização do reservatório, bem como o deslocamento do banco de óleo pelo vapor.

Foi identificado que no método de injeção contínua de vapor a produção do óleo é acompanhada por uma expressiva produção de água, uma vez que a formação de *fingers* de vapor, nas camadas superiores, permite a formação de bancos de água na zona de óleo, pela condensação do vapor.

Estudou-se uma condição de operação com um modelo de reservatório com a presença de um aquífero atuante, em comparação com o modelo escolhido em análises, que apresentou o melhor Fr com injeção de vapor de 100 ton/dia.

Salienta-se que com baixas vazões de vapor injetado, a produção do banco de óleo é retardada, pois este fato não permite que os efeitos do vapor atinjam rapidamente o reservatório até o poço produtor. No entanto, para maiores vazões de vapor injetado, a produção do óleo pode ser antecipada, permitindo que uma lucratividade mais rápida com o projeto seja obtida.

6.2. RECOMENDAÇÕES

No estudo foi possível observar que, quando se considera fenômenos naturais, comuns em reservatórios reais, como a presença de um aquífero comunicante, o resultado do óleo recuperado final é menor do que um caso hipotético, sem a presença

de aquífero, mostrando outra condição de estudo e uma ilimitada gama de possibilidades de estudos direcionados.

Desta forma, o trabalho possibilitou identificar oportunidades de estudos voltados à simulação de reservatórios. Na ciência de reservatórios de petróleo, cabem pesquisas que considerem diferentes geometrias e sistemas de coordenadas nos modelos de simulação, bem como outros métodos de resolução das equações diferenciais, por exemplo, métodos dos elementos finitos ou métodos dos volumes finitos, a fim de proporcionar estudos comparativos e referências teóricas para ampliar e aprofundar a simulação numérica de reservatórios.

Recomenda-se aos engenheiros de reservatório a utilização de ferramentas práticas à tomada de decisão como a ferramenta CMOST, apresentado no presente trabalho, tanto na atuação industrial quanto para estudos acadêmicos, de forma a possibilitar o máximo de informação e método sistemático para facilitar o gerenciamento de projetos de recuperação suplementar de petróleo.

REFERÊNCIAS

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis 2013. Ministério de Minas e Energia, Brasil, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=66833>>. Acesso em 03 de Abril de 2014.

ARAÚJO, J. J. P. Simulação tridimensional de reservatórios de petróleo usando o modelo *black oil* com formulação em frações mássicas. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Ceará – UFC, Fortaleza, 2005. 117f. Disponível em <http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select_action=&co_obra=122225>. Acesso em 14 de março de 2014.

AZIZ, K.; & SETTARI, A. Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers Ltd, London, 1979.

CMG, Computer Modelling Group Ltd. CMOST - Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, User's Guide, version 2012. Alberta, 2012.

CMG, Computer Modelling Group Ltd. STARS - Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator, User's Guide, version 2012. Alberta, 2012.

COUTINHO, B. G. Solução numérica de problemas de reservatórios de petróleo utilizando coordenadas generalizadas. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Dissertação de Mestrado, Campina Grande, 2002.

ESMERALDO, A.E.G.; FERREIRA, G.J.; SOUZA NETO, J.C.; MAIA, M.L.O. Petrobras/Termoaçu: Cogeração, distribuição e injeção de vapor em poços de petróleo pelo sistema vaporduto. In...Anais: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2010, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustível, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em <<http://dc365.4shared.com/doc/tiZXiAzC/preview.html>>. Acesso em 20 de abril/2014.

FAROUQ ALI, S.M.; JONES, J.A.; MELDAU, R.F. Practical heavy oil recovery. University of Alberta, Alberta, 1997.

GALVÃO, E. R. V. P. Análise paramétrica da injeção de vapor e Solvente em reservatórios de óleo pesado. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012. 196f. Disponível em <http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7392/1/EdneyRVPG_TESE.pdf>. Acesso em 20 de janeiro de 2014.

LIMA, D. M. S. de B. Estudo paramétrico do processo de injeção de solvente em poços horizontais para reservatórios de óleos pesados.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011. 117f. Disponível em <<http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7345/1/DaviMSBL DISSERT.pdf>>. Acesso em 13 de janeiro de 2014.

LUCCHESI, C. F. Petróleo. Revista Estudos Avançados, V. 12, n. 33. Universidade de São Paulo-USP, p. 17-40, São Paulo, 1998. Disponível em <<http://www.revistas.usp.br/eav/article/view/9403/10971>>. Acesso em 10 de março de 2014.

MEZZOMO, C. C. Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001. 105f. Disponível em <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000223696>>. Acesso em 24 de maio de 2013.

NASCIMENTO, R. A. Estudo do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção vapor e solvente. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012. 103f. Disponível em <<http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7371/1/RutinaldoAN DISSERT.pdf>>. Acesso em 22 de fevereiro de 2014.

PEACEMAN, D. W. Fundamentals of numerical reservoir simulation. Developments in Petroleum Science 6. Ed. Elsevier, Amsterdam, 1977.

QUEIROZ, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 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, 2006, 119f. Disponível em <<ftp://ftp.ufrn.br/pub/biblioteca/ext/bdtd/GertrudesOQ.pdf>>. Acesso em 12 de março de 2014.

RODRIGUES, M. A. F. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Dissertação de Mestrado, Natal, 2008, 181f. Disponível em <<http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7374/1/MarcosAFR.pdf>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; & XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Ed. Interciências: Petrobras. 2ªed. Rio de Janeiro, 2011.

SANTANA, K. R. Estudo da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor em reservatórios heterogêneos. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Dissertação de Mestrado, Natal, 2009, 154f. Disponível em <http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select_action=&co_obra=161883>. Acesso em 16 de fevereiro de 2014.

SARATHI, P.S.; OLSEN, D.K. Practical aspects of steam injection processes a handbook for independent operators. Handbook, Institute National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, 1992.

SOUZA JÚNIOR, B. G. Simulador numérico bidimensional para escoamento monofásico em meios porosos. Universidade Estadual do Norte Fluminense, Trabalho de Conclusão de Curso, Macaé, 2013. Disponível em <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAf4XEAC/simulador-numerico-reservatorio-2d-bismarck-2013>>. Acesso em 01 de maio de 2014.

SOUZA JÚNIOR, J. C. Simulação Numérica do escoamento de vapor em poços por uma abordagem mecanicista. Universidade Estadual do Ceará/Centro Federal de Educação Tecnológica do Ceará, Fortaleza, 2007, 126f. Disponível em <http://www.uece.br/mpcomp/index.php/arquivos/doc_download/173-dissertacao-14>. Acesso em 30 de abril de 2014.

TEKNICA Petroleum Services Ltda. Enhanced oil recovery. Alberta, 2001.

TERRY, R. E. Enhanced Oil Recovery. In Encyclopedia of Physical Science and Technology, 3rd Edition, vol. 18. Robert A. Meyers Ed., Academic Press, 2001, pp 503-518. Disponível em <http://memberfiles.freewebs.com/50/69/68186950/documents/Enhanced%20Oil%20Recovery_EOR-1.pdf>. Acesso em 22 de abril de 2014.

ANEXO I

A.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UTILIZANDO O CMOST

O CMOST-*Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesment Tool* é uma ferramenta do grupo CMG – *Computer Modelling Group Ltd.*, que serve para realizar tarefas de análise de sensibilidade, ajuste de histórico de produção, otimização e análise de incerteza.

O processo de análises de simulação usando o CMOST inicia-se com a análise de sensibilidade, para determinar a variação dos resultados das simulações sob a influência de diferentes parâmetros. Posteriormente, realiza-se o ajuste de histórico, onde o CMOST permite a análise dos resultados, após as simulações completas, para determinar o melhor ajuste da produção (CMG, 2012).

A otimização no CMOST objetiva identificar o plano de desenvolvimento do campo mais otimizado e as melhores condições de operação, que permita uma produção de valores máximos e mínimos, de acordo com as funções objetivo definidas pelo usuário, cujas funções objetivo podem ser em termos do óleo acumulado, fator de recuperação e Razão óleo-vapor acumulado (CMG, 2012).

A análise de incerteza, última tarefa do CMOST, é, geralmente, utilizada para determinar a variação provável nos resultados da simulação devido às incertezas, normalmente as incertezas referentes às variáveis do reservatório.

Este realiza uma simulação de Monte Carlo, onde seleciona milhares de combinações de valores das variáveis para determinar o valor da função objetivo para cada combinação (CMG, 2012).

No presente estudo foi realizada apenas a análise de sensibilidade por meio do CMOST, devido ao tempo limitado da pesquisa.

Basicamente, na análise de sensibilidade do estudo usando o CMOST, foram inseridos os parâmetros de análise, mostrados na Tabela A.1, e definidas as funções objetivo.

Tabela A.1 – Parâmetros de entrada na Análise de Sensibilidade pelo CMOST

Parâmetros	Intervalo		Base
Porosidade (ϕ) - %	21	30	25
Permeabilidade horizontal (k_h) - mD	1000	3000	2000
Relação entre as permeabilidades vertical e horizontal (K_v/k_h) - m	0,1	0,3	0,2
Viscosidade do óleo (μ) – cP @ 37,8°C	800	3000	1000
Vazão de Injeção de Vapor (Q_{inj}) – ton/dia	12,5	37,5	25
Título do Vapor - %	50	100	70
Temperatura de Injeção de Vapor (T_{inj}) - °F	450	600	550

Pressão inicial do reservatório (P_i) - psi 213,3 368,8 287,3

O CMOST permite realizar análises de sensibilidade utilizando parâmetros de reservatório juntamente com os parâmetros operacionais, exatamente como mostra a Tabela A.1.

A Figura A.1 mostra as curvas de redução da viscosidade com o aumento da temperatura, das tabelas que foram utilizadas nos CMOST.

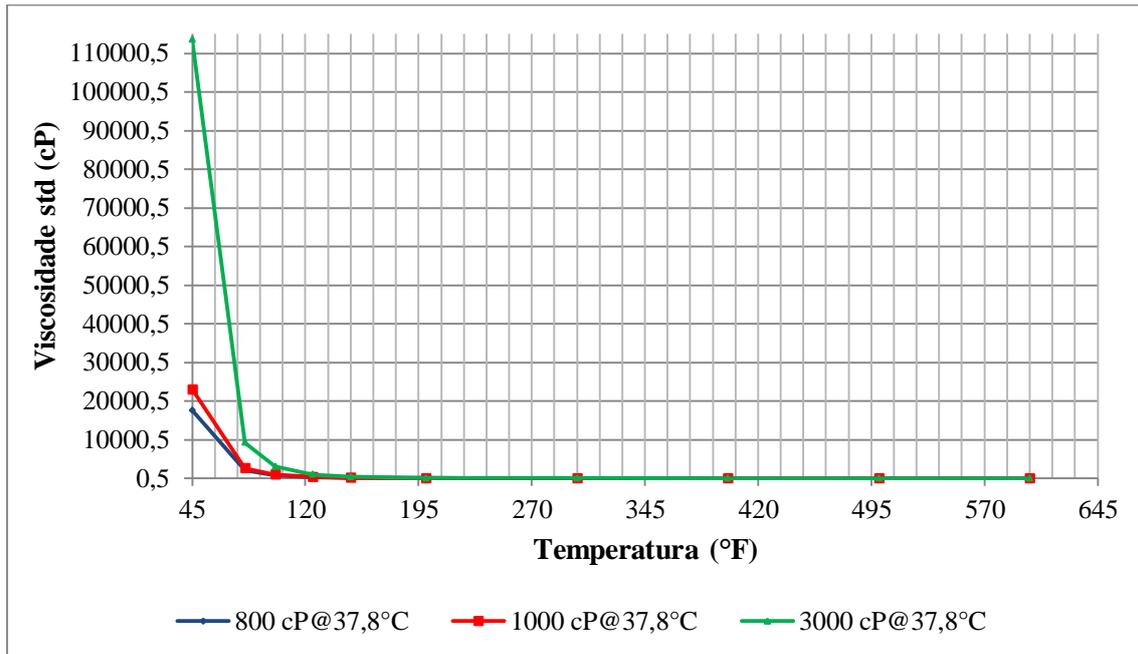


Figura A.1 – Viscosidade *versus* Temperatura

Os parâmetros foram inseridos no aplicativo, em um total de oito parâmetros com um *range* de três valores para cada parâmetro. Nas rodadas de simulações no aplicativo STARS para cada combinação dos 8 parâmetros com 3 valores cada, resultaria em 6.561 simulações.

Uma vantagem do uso dessa ferramenta é a redução do tempo das simulações para análises de sensibilidade, pois para rodar cada combinação das 6.561, resultaria em um tempo de cerca de 65.610 minutos, considerando 10 minutos para cada *run*. O tempo total gasto no CMOST foi de aproximadamente 18 horas.

Na função do método de amostragem do CMOST, foi definido um número de *jobs* em 42, o qual determina um padrão de trabalhos representando a combinação de um valor de determinada amostra para cada parâmetro no modelo de simulação.

O método de cálculo escolhido foi o *Latin Hypercube*, sob orientação do manual do CMOST da CMG para a análise de sensibilidade. Este método baseia-se no princípio

de que as variáveis de entrada são consideradas variáveis aleatórias com funções de distribuição conhecidas (CMG, 2012).

Nas funções objetivo, decidiu-se por maximizar a produção acumulada de óleo no final do projeto, com 11 anos de injeção contínua de vapor; e maximizar a Razão Óleo-vapor, ou seja, minimizar o vapor injetado em detrimento da melhor resposta do reservatório.

A Figura A.2 apresenta o resultado dos casos analisados, onde a curva preta é o modelo base e as demais curvas representam variações nos resultados do óleo produzido acumulado devido às variações dos parâmetros listados na Tabela A.1.

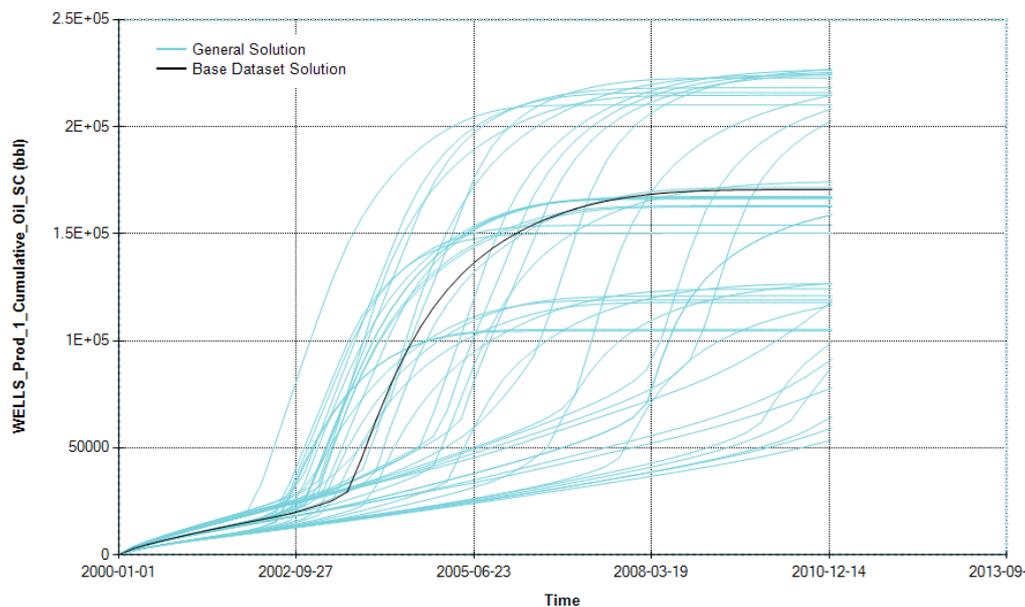


Figura A.2 – Gráfico dos resultados das simulações no CMOST

A Figura A.3 apresenta o Diagrama de Pareto da análise de sensibilidade referente à função objetivo de maximizar o óleo produzido acumulado.

A Figura A.3 mostra valores máximos e mínimos de óleo acumulado. Neste diagrama, as barras que estiverem crescendo no sentido à direita do eixo zero influenciam positivamente, enquanto que os parâmetros que estiverem crescendo no sentido à esquerda influenciam negativamente no resultado.

Do Diagrama de Pareto da Figura A.3, observa-se que os três parâmetros que mais influenciam, positivamente, na recuperação do óleo são: a pressão inicial do reservatório; a vazão de vapor injetado; e a temperatura de injeção, ou seja, quanto maior o valor desses parâmetros maior é o fator de recuperação de óleo.

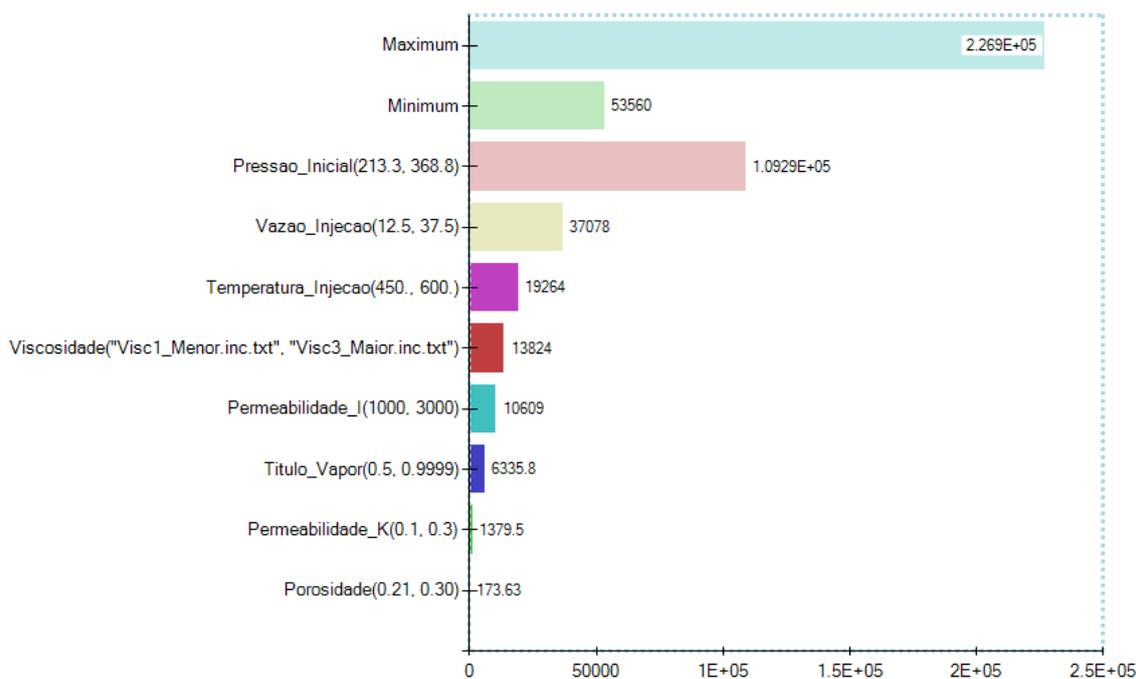


Figura A.3 – Influência de cada parâmetro no óleo produzido acumulado

Por outro lado, da Figura A.3 é possível verificar que os parâmetros de reservatório, em especial porosidade e a relação entre as permeabilidades vertical e horizontal (K_v/k_h), pouca influência exercem no volume de óleo final produzido, o terceiro parâmetro que não apresentou influência significativa foi a qualidade do vapor (título).

A Figura A.4 mostra o Diagrama de Pareto na análise de sensibilidade dos parâmetros em relação a Razão Óleo-Vapor Acumulada.

Como esperado, a vazão de vapor injetado é o parâmetro de maior influência, negativa, na maximização da ROV acumulada, pois se sabe que a relação entre vapor injetado e ROV é inversamente proporcional, dependendo do óleo produzido.

Naturalmente, a pressão inicial do reservatório é um dos três parâmetros que mais influenciam nos resultados, de forma positiva. E novamente a temperatura de injeção do vapor aparece como influente na ROV de forma positiva, pois quanto mais calor é injetado, melhor é a recuperação do óleo. A viscosidade, as permeabilidades e a porosidade aparecem como os parâmetros de menor influência no resultado da ROV acumulada.

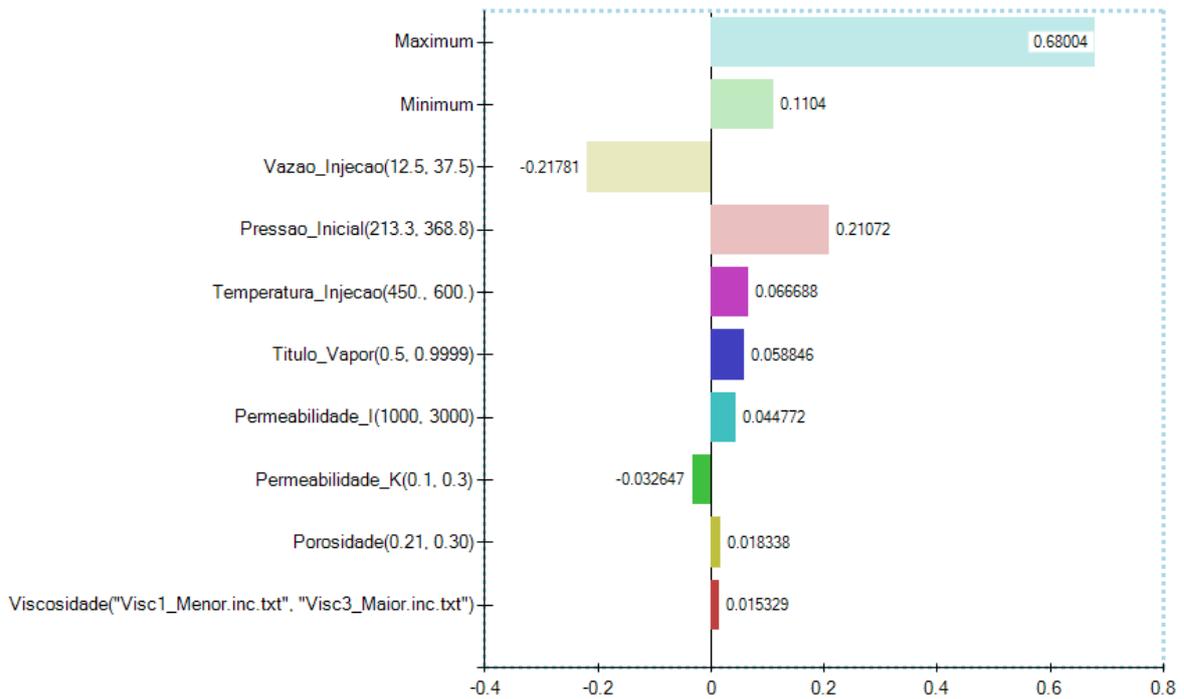


Figura A.4 - Influência de cada parâmetro na ROV acumulada

Assim, da análise de sensibilidade com objetivo de maior recuperação de óleo e melhor razão de óleo produzido por vapor injetado, ROV acumulada, verificou-se os parâmetros operacionais de temperatura de injeção e vazão de vapor injetado apresentaram maiores influencias nos resultados, enquanto que as características do reservatório exercem pouca influencia no desempenho do modelo de reservatório analisado.

Sob essa perspectiva, decidiu-se fixar os valores dos parâmetros de reservatório e variar os seguintes parâmetros operacionais: vazão de vapor, temperatura de injeção e título do vapor, que apesar de ter mostrado menor influencia nos resultados, ainda é um fator a ser estudado quando se considera a configuração do projeto de injeção contínua de vapor.

A Tabela 1, que pode ser visualizada no ponto 3.2.2., tópico referente ao planejamento experimental, apresenta os parâmetros utilizados nas simulações do presente estudo.