



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR EM
RESERVATÓRIOS DELGADOS

ANTONIO ROBSON GURGEL

ORIENTADORES:

Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Jr.
Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN, Julho de 2009

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR EM
RESERVATÓRIOS DELGADOS**

ANTONIO ROBSON GURGEL

Natal / RN, Julho de 2009

ANTONIO ROBSON GURGEL

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR EM
RESERVATÓRIOS DELGADOS**

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

Aprovado em **30 de Julho de 2009**.

Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior – UFRN
Orientador

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas – UFRN
Membro interno

Prof. Ph.D. Murilo Pereira de Almeida – UFC
Membro externo

Prof. Ph.D. Osvaldo Chiavone Filho – UFRN
Membro externo

GURGEL, Antonio Robson – Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior

Co-orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

RESUMO

A cada ano tem ocorrido cada vez mais a exploração de reservas de óleo pesado em diversas regiões do mundo. Isto tem sido feito porque é cada vez mais rara a existência de jazidas petrolíferas de óleos leves. Este fato tem impulsionado inúmeras pesquisas em direção a tornar viável, do ponto de vista operacional e econômico, a exploração de tais reservas de óleo. No Brasil, em especial na região Nordeste, existe uma grande quantidade de reservatórios de óleos pesados, onde a recuperação pelos métodos ditos secundários – injeção de água e gases – mostram-se ineficientes ou até inviáveis em alguns reservatórios que apresentam óleos de elevada viscosidade. Neste cenário, a injeção de vapor surge como uma alternativa bastante interessante na recuperação do óleo desses tipos de reservatórios. Seu principal mecanismo consiste na redução da viscosidade do óleo por meio da injeção de um fluido aquecido, no caso, vapor de água, aumentando a temperatura do reservatório. Este trabalho apresenta um estudo paramétrico das variáveis de reservatório e operacionais que influenciam no fator de recuperação de óleo ao longo da vida produtiva do reservatório em reservatórios delgados tipicamente encontrados em Bacias do Nordeste brasileiro, que utilizam a injeção de vapor como método avançado de recuperação. O estudo foi conduzido através de simulação numérica, utilizando o programa STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) do grupo CMG (*Computer Modelling Group*) – versão 2007.11. As variáveis de reservatório compreenderam a permeabilidade horizontal, a razão entre a permeabilidade vertical e horizontal, a razão entre a zona de água e a de óleo, a espessura da zona produtora de óleo e a condutividade térmica da rocha. Enquanto que os parâmetros operacionais estudados foram a distância entre poços e a vazão de injeção de vapor. Os resultados obtidos mostraram que as variáveis de reservatórios que mais influenciaram no fator de recuperação foram a permeabilidade horizontal e a razão entre a zona de água e de óleo. Com relação às variáveis operacionais, menores distâncias entre poços e vazões de injeção melhoram o fator de recuperação durante a vida produtiva do reservatório.

Palavras-chave: injeção de vapor, fator de recuperação, reservatórios delgados, simulação de reservatórios, estudo paramétrico.

ABSTRACT

Exploration of heavy oil reservoirs is increasing every year in worldwide, because the discovery of light oil reservoirs is becoming increasingly rare. This fact has stimulated the research with the purpose of becoming viable, technically and economically, the exploration of such oil reserves. In Brazil, in special in the Northeast region, there is a large amount of heavy oil reservoir, where the recovery by the so called secondary methods – Water injection or gas injection – is inefficient or even impracticable in some reservoirs with high viscosity oils (heavy oils). In this scenario, steam injection appears as an interesting alternative for recover of these kinds of oil reservoirs. Its main mechanism consists of oil viscosity reduction through steam injection, increasing reservoir temperature. This work presents a parametric simulation study of some operational and reservoir variables that had influence on oil recovery in thin reservoirs typically found in Brazilian Northeast Basins, that use the steam injection as improved oil recovery method. To carry out simulations, it was used the commercial software STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) from CMG (Computer Modeling Group) – version 2007.11. Reservoirs variables studied were horizontal permeability, vertical and horizontal permeability ratio, water zone and pay zone thickness ratio, pay zone thickness and thermal conductivity of the rock. Whereas, operational parameters studied were distance between wells and steam injection rate. Results showed that reservoir variables that had more influence on oil recovery were horizontal permeability and water zone and pay zone thickness ratio. In relation to operational variables, results showed that short distances between wells and low steam injection rates improved oil recovery.

Keywords: steam injection, oil recovery, thin reservoirs, reservoir simulation, parametric study.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus por me ter dado minha família e amigos, em especial, a meus pais, irmãos e avós sempre presentes em todas as etapas de minha existência e minha noiva Keziana um presente que Deus me deu. Vocês são muito especiais em minha vida. Sempre estiveram me apoiando e incentivando para que fosse possível a realização desta importante etapa da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Marcos e Jennys pela ajuda e atenção que sempre me dispensaram. Vocês foram fundamentais para a realização deste trabalho. Suas amizades acrescentaram muito a minha vida pessoal e profissional. A minha amiga paraibana Keila, cuja amizade tem sido algo muito valioso e que tive a sorte de conquistar. A Dayana, outra amiga e colega nessa difícil tarefa de fazer um mestrado. A Elthon, Henrique, Ernesto, Rafael, Michel, Clóvis, Alverne, Tiago e Tommy pela companhia e amizade sempre agradáveis bem como as ajudas que obtive deles durante o tempo de convivência. Aos professores Tarcilio e Wilson pelo apoio, empenho e orientação que sempre me dispensaram nos momentos em que sempre precisei. A PETROBRAS e ao CNPQ pelo apoio financeiro para a realização deste importante projeto de minha vida.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução geral.....	2
---	-----------------------	---

Capítulo II

2	Aspectos teóricos.....	5
2.1	Métodos de Recuperação.....	5
2.2	Recuperação Secundária e Métodos Especiais de Recuperação	5
2.2.1	Injeção de Vapor.....	7
2.2.1.1	Mecanismo	7
2.2.1.2	Condições favoráveis de aplicação.....	8
2.2.1.3	Limitações	8
2.3	Critérios para a aplicação da injeção de vapor	9
2.4	Definição da produção líquida acumulada de óleo (N _{pliq}) como critério para a estimativa de viabilidade técnica-econômica de projetos	11
2.4.1	Vantagens e desvantagens da aplicação da injeção de vapor:.....	11
2.5	Uso de simuladores no estudo de recuperação de reservatórios de petróleo.....	12
2.6	Planejamento Experimental.....	13
2.6.1	Planejamento Fatorial.....	13

Capítulo III

3.	Estado da arte	20
----	----------------------	----

Capítulo IV

4	Materiais e métodos.....	26
4.1	Descrição do Modelo.....	26
4.2	Metodologia global de Trabalho	31
4.2.1	Metodologia de trabalho para a análise de parâmetros de reservatório.....	32
4.2.2	Metodologia de trabalho para a etapa de análise dos parâmetros operacionais	34

Capítulo V

5	Resultados e discussões.....	38
5.1	Comparação entre o modelo com e sem injeção de vapor	38
5.2	Análise dos valores do fator de recuperação em função da vazão de injeção para os três cenários analisados	39
5.3	Análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório para 5 e 10 anos de produção .	45
5.3.1	Análise dos parâmetros de reservatório para um modelo de 10 metros de zona de óleo a partir dos critérios de fator de recuperação e volume poroso injetado	53
5.4	Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais dos modelos estudados.....	64
5.4.1	Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 5m	67
5.4.1.1	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 5m	68
5.4.1.2	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 5m	71
5.4.1.3	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 5m	73
5.4.2	Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 10m	77
5.4.2.1	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 10m	77

5.4.2.2	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 10m80	
5.4.2.3	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 10m84	
5.4.3	Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 15m	86
5.4.3.1	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 15m87	
5.4.3.2	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 15m91	
5.4.3.3	Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 15m94	
5.5	Análise da produção acumulada líquida	97

Capítulo VI

6	Conclusões e Recomendações	104
7	Referências Bibliográficas	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Esquema de injeção de vapor	10
Figura 4.1 – Modelo base com 10 m de zona produtora	27
Figura 4.2 - Gráfico da Variação da Viscosidade com a temperatura. Barillas (2005).....	29
Figura 4.3 - Permeabilidade relativa vs saturação de líquido.....	30
Figura 4.4 - Gráfico da permeabilidade relativa vs saturação de líquido	30
Figura 4.5 - Gráfico de condutividade térmica em função do tipo de formação rochosa- Clauser. C and Huengs Ernest (1995)	34
Figura 5.1 - Gráfico de comparação entre a produção acumulada com e sem injeção de vapor	38
Figura 5.2 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 5m de espessura (10 anos de produção)	40
Figura 5.3 – Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 5 m de espessura de zona produtora de óleo.....	41
Figura 5.4 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 10m de espessura (10 anos de produção)	42
Figura 5.5 - Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 10 m de espessura de zona produtora de óleo.....	43
Figura 5.6 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 15m de espessura (10 anos de produção)	44
Figura 5.7 - Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 15 m de espessura de zona produtora de óleo.....	45
Figura 5.8 - Gráfico de Pareto para um fator de recuperação de 10 anos para uma vazão de 25t/dia.	50
Figura 5.9 – Curvas de nível dos parâmetros de reservatório para 10 anos de produção.....	52
Figura 5.10 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de permeabilidade	53

Figura 5.11 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de razões de permeabilidade.....	54
Figura 5.12 – Mapa de saturação para dois valores de K_v/K_h	55
Figura 5.13 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes razões de zona de água e óleo.....	56
Figura 5.14 – Mapas de saturação de água para duas faixas de H_W/H_O	57
Figura 5.15 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes espessuras de zona de água e óleo.....	58
Figura 5.16 – Mapa de saturação de óleo para duas faixas de espessura de zona produtora ...	59
Figura 5.17 - Gráfico do fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes condutividades térmicas	60
Figura 5.18 – Gráfico da produção acumulada para três faixas de condutividade térmicas estudadas.....	61
Figura 5.19 – Mapas de saturação do gás para duas faixas de condutividade térmica em três anos.....	63
Figura 5.20 - Efeito da condutividade térmica na vazão diária de produção óleo	64
Figura 5.21 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório C	69
Figura 5.22 - Gráfico do fator da fração recuperada em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da otimização.....	69
Figura 5.23 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da otimização	70
Figura 5.24 - Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório B	71
Figura 5.25 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais	72
Figura 5.26 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais.....	73
Figura 5.27 - Superfície de Resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório A.....	74

Figura 5.28 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais.	75
Figura 5.29- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais.....	76
Figura 5.30 - Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10 m de espessura de zona produtora para o reservatório C.....	78
Figura 5.31 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.....	79
Figura 5.32 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.....	80
Figura 5.33 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10m de espessura de zona produtora para o reservatório B.....	81
Figura 5.34 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.....	82
Figura 5.35 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais.....	83
Figura 5.36 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10m de espessura de zona produtora para o reservatório A.....	84
Figura 5.37 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.....	85
Figura 5.38- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais.....	86
Figura 5.39– Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora para o reservatório C.....	88
Figura 5.40 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.....	89
Figura 5.41- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais.....	90
Figura 5.42 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora para o reservatório B.....	91

Figura 5.43 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais	92
Figura 5.44 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais	93
Figura 5.45 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora.....	94
Figura 5.46 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais	95
Figura 5.47 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais	96
Figura 5.48 – Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 5m	98
Figura 5.49 - Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 10m	99
Figura 5.50 - Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 15m	101

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Exemplo de um planejamento fatorial 2 ²	15
Tabela 4-1 – Três reservatórios estudados	28
Tabela 4-2 - Parâmetros do reservatório do modelo padrão utilizado na simulação numérica	28
Tabela 4-3 - Parâmetros operacionais do reservatório padrão	31
Tabela 4-4 - Parâmetros de reservatório modificados	33
Tabela 4-5 – Nomenclatura adotada na etapa de mudança dos parâmetros operacionais.....	35
Tabela 4-6 – Parâmetros operacionais.....	36
Tabela 5-1 – Valores da vazão para etapa de otimização da vazão.....	39
Tabela 5-2 - Resultados para os reservatórios de 5m de espessura de zona produtora	46
Tabela 5-3- Resultados para um reservatório de 10m de espessura de zona produtora	48
Tabela 5-4 – Resultados para um reservatório de 15m de espessura de zona produtora	49
Tabela 5-5 Quadro de resumo da nomenclatura adotada com os reservatórios referentes.....	50
Tabela 5-6 – Perdas de calor para dois valores de condutividade térmica	62
Tabela 5-7 – Reservatórios escolhidos para a análise de sensibilidade (5, 10 e 15m)	64
Tabela 5-8- Resultados da simulação modificando-se os parâmetros operacionais dos cenários A, B e C para os reservatórios de 5, 10 e 15m de espessura	66
Tabela 5-9 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 5m de zona produtora	67
Tabela 5-10 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 10m de zona produtora	77
Tabela 5-11 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 15m de zona produtora	87
Tabela 5-12 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 5 m de zona produtora de óleo	98
Tabela 5-13 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 10 m de zona produtora de óleo	100

Tabela 5-14 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 15 m de zona produtora de óleo 102

NOMENCLATURAS

<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
°API – Grau API do óleo	
API – <i>American Petroleum Institute</i>	
CMG – <i>Computer Modelling Group</i>	
Cond – Condutividade térmica	W/ (m ² K)
E _A – Eficiência de varrido horizontal	Adimensional
E _v – Eficiência Volumétrica	Adimensional
FR – Fator de Recuperação	
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo	
Hw/Ho – Razão entre a zona de água de óleo	Adimensional
IOR – <i>Improved Oil Recovery</i>	
j – Direção do eixo “y”	
k – Direção do eixo “z”	
Kv/Kh – Razão entre a permeabilidade vertical e horizontal	Adimensional
LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo	
M – Razão entre o fluido deslocante e o deslocado	Adimensional
NP – Produção Acumulada de Óleo	m ³
N _{pliq} – Produção Acumulada Líquida	m ³
Q – Efeito Quadrático	Adimensional
Q _{inj} – Vazão de injeção	
ROV _{Lim} – Razão óleo vapor no limite econômico	m ³ std/ m ³
S _o – Saturação de óleo	%
STARS – <i>Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator</i>	
STD – Condição Padrão	
S _w – Saturação água	%
T(K) – Temperatura em Kelvin	K
VP - Volume poroso da formação	m ³
VPI – Volume poroso injetado	m ³
VOIP – Volume original de óleo ou Volume de óleo “ <i>in place</i> ”	m ³ std
W _{inj} – Tonelada de vapor injetado por dia	t
WP – Produção acumulada de água	m ³

Letras gregas e outros símbolos

μ - Viscosidade do fluido	cP
K – Permeabilidade absoluta	mD
Kh – Permeabilidade horizontal	mD
Kv/Kh – Razão entre a permeabilidades vertical e horizontal	Adimensional
K _w – Permeabilidade efetiva à água	mD
KRG – Permeabilidade Relativa aos Gás	Adimensional
KROG – Permeabilidade Relativa do Óleo ao Gás	Adimensional
φ – Porosidade	%
λ – Mobilidade do fluido	mD/cP

Capítulo I

Introdução

1 Introdução geral

A crescente demanda por novas tecnologias de extração de petróleo que aliem altas eficiências na recuperação, bem como uma análise economicamente viável, cada vez mais impulsiona a pesquisa para o desenvolvimento de novas técnicas de extração de óleo pesado. A partir deste contexto, métodos de recuperação especiais já têm sido utilizados em detrimento dos métodos já conhecidos que são a injeção de água e de gás. No Brasil, mais especificamente no nordeste brasileiro, em especial o Rio Grande do Norte, possui boa parte da produção de petróleo concentrado em terra. Nessa região existem muitos campos de óleo maduros, bem como, campos de óleo de elevada viscosidade que necessitam de métodos de recuperação que correspondam às características físico-químicas presentes dos óleos encontrados nesse estado.

Devido a instabilidade do preço do petróleo nos últimos anos, é cada vez maior a necessidade de se estudar a viabilidade técnica e econômica da injeção de vapor em reservatórios com pequena espessura. Neste contexto, a simulação de reservatórios delgados homogêneos pode auxiliar na busca por respostas quando se analisam informações reais provenientes de reservatórios da Bacia Potiguar.

O objetivo deste trabalho é simular a injeção contínua de vapor em reservatórios de petróleo do tipo delgado com características homogêneas, com o intuito de se avaliar a recuperação do óleo. Para tanto, pretende-se fazer um estudo paramétrico das variáveis da rocha reservatório como permeabilidade, espessura da zona produtora e de aquífero e condutividade térmica da rocha. Visando melhorar o processo, buscaram-se soluções operacionais para alguns modelos de reservatório através de análises de curvas de superfície de resposta, levando em consideração os seguintes parâmetros: taxa de injeção de vapor e distância entre os poços injetores e produtores. Por fim, buscando a solução mais viável economicamente, foi realizado um estudo levando em consideração a produção acumulada líquida. Esta consiste no volume total de óleo produzido, descontados os custos envolvidos na injeção de vapor. Além disso, foi realizado um estudo sobre o volume poroso injetado, onde este leva em consideração a eficiência energética.

Os estudos dos parâmetros de reservatório e operacionais foram feitos adotando critérios de análises de sensibilidade, onde por meio de análises de fator de recuperação, volume poroso injetado, tempo e produção líquida acumulada foi avaliada a viabilidade técnico-econômica deste tipo de reservatório.

Este Capítulo mostra um breve resumo a cerca de todos os capítulos desenvolvidos. Nele serão descritos de forma breve nos parágrafos posteriores os conteúdos abordados em cada um.

O Capítulo 2, denominado de aspectos teóricos, faz um breve resumo do uso de simuladores e da importância do seu emprego na indústria do petróleo. Além disso, são descritos os vários métodos de recuperação avançada, dentre eles os chamados métodos térmicos, bem como suas principais características e uso na recuperação de óleos de elevada viscosidade em campos de petróleo.

O Capítulo 3 apresenta os vários trabalhos relacionados na recuperação de óleos pesados em reservatórios delgados onde, em sua maioria, foi empregada como método de recuperação avançada a injeção de vapor.

O Capítulo 4 trata dos materiais e métodos utilizados para a realização deste trabalho, bem como o planejamento experimental necessário para tal execução.

O Capítulo 5 trata das análises e discussões acerca dos resultados obtidos das etapas de análise dos parâmetros de reservatórios e operacionais do processo de otimização.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas através das análises de parâmetros de reservatório e operacionais para todas as situações estudadas, apresentando os tipos de reservatórios que favorecem a aplicação da injeção de vapor de forma eficiente e econômica. Além disso, são abordadas as possíveis recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo II
Aspectos Teóricos

2 Aspectos teóricos

Neste Capítulo serão abordados os principais aspectos teóricos relevantes para o entendimento deste trabalho.

2.1 Métodos de Recuperação

Ao longo de sua vida produtiva, um campo de petróleo atravessa várias etapas desde a sua descoberta até o seu abandono - Rosa et al. (2006). Durante este intervalo de tempo uma etapa tem merecido destaque especial no que diz respeito às pesquisas nessa área, é a recuperação por métodos suplementares. Esse período consiste na utilização de métodos que visem aumentar a eficiência de recuperação de óleo ou gás a fim de compensar a baixa disponibilidade desses recursos no cenário mundial.

Quando o óleo é produzido usando mecanismos naturais, tais como gás em solução, capa de gás, influxo de água ou drenagem gravitacional, a recuperação é dita Primária. A recuperação é dita Secundária quando engloba as técnicas de injeção de água ou gás, cujo propósito, normalmente, é manter a pressão do reservatório em algum nível desejado, Rosa et al. (2006). Para qualquer outro método aplicado após a recuperação Secundária, dá-se o nome de recuperação Terciária. No conjunto dos métodos de recuperação há ainda os denominados Avançados ou EOR (Enhanced Oil Recovery) que podem ser aplicáveis em qualquer tempo de vida produtiva do reservatório e são caracterizados pela injeção de materiais, em geral, diferentes daqueles já existentes no reservatório. Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em três categorias: químicos, miscíveis e térmicos, sendo estes últimos, aplicados neste trabalho.

2.2 Recuperação Secundária e Métodos Especiais de Recuperação

Ainda, segundo Rosa et al. (2006), o sucesso ou fracasso de um projeto de recuperação secundária ou por meio dos métodos especiais de recuperação - EOR geralmente depende da:

1. *Eficiência de varrido horizontal, E_A* - Definido como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta.

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (2.1)$$

Onde:

A_{inv} é a área invadida pelo fluido

A_t é a área total.

2. *Eficiência de varrido vertical* - É a relação entre a área vertical invadida pelo fluido injetado e a área vertical total da seção transversal.
3. *Eficiência volumétrica* - É a relação entre o volume invadido pelo fluido injetado e o volume total da malha.

$$E_v = \frac{\text{Volume invadido pelo fluido injetado}}{\text{Volume total da malha}} \quad (2.2)$$

4. Saturação de óleo residual.

De acordo com Lyons et. al (1996) os métodos EOR podem ser descritos em três grupos gerais:

I. Métodos químicos:

1. Injeção de fluidos auxiliada por polímeros;
2. Injeção de compostos alcalinos ou cáusticos;
3. Injeção de fluidos surfactantes que podem ser compostas por:
 - a) Agentes em água com baixa tensão interfacial;
 - b) Soluções micelares ou polímeros - microemulsão.

II. Métodos miscíveis:

1. Solventes miscíveis - Gás Liquefeito do Petróleo ou propano (GLP);
2. Gás enriquecido;

3. Gás a alta pressão;
4. Gases de combustão;
5. Gás inerte – Nitrogênio.

III. Métodos térmicos:

1. Injeção de fluidos quentes;
2. Combustão *in situ*.

Com relação aos três grandes grupos, eles possuem muitas variantes dependendo das condições de reservatório e do uso de aditivos na injeção dos fluidos. Além disso, em cada projeto pode ser necessário um único método se o projeto for baseado em um reservatório com características específicas.

Em praticamente todos os métodos um fluido é injetado em um ponto no reservatório com a intenção de varrer ou empurrar o óleo proveniente de um ponto ou de outros pontos neste mesmo reservatório onde o óleo pode ser produzido. Por meio de análises matemáticas propostas, pode-se imaginar que o fluxo acontece como se fosse um mecanismo semelhante a pistão onde o fluido injetado vai ocupando uma grande parte do reservatório empurrando o banco de óleo em direção ao poço produtor.

2.2.1 Injeção de Vapor

A injeção de vapor envolve uma injeção contínua de vapor com cerca de 80% de título ou qualidade para recuperar óleo através dos poços produtores (Rosa et. al - 2006). Práticas normais de injeção de vapor são precedidas e acompanhadas por meio da estimulação cíclica em poços produtores.

2.2.1.1 Mecanismo

A injeção de vapor promove os seguintes mecanismos dentro do reservatório:

- I. Aquecimento do óleo e redução da sua viscosidade;
- II. Suprimento de pressão direcionando o óleo para o poço produtor;
- III. Redução da saturação residual de óleo.

2.2.1.2 Condições favoráveis de aplicação

Características do óleo

Densidade do óleo: < 25° API (normalmente 10-25°)

Viscosidade: Entre 100 e 5.000 cp

Características do reservatório

Tipo de formação: Preferência por arenitos com alta porosidade e permeabilidade.

Espessura: > 6 m.

Permeabilidade média: > 200 mD

Profundidade: Entre 90 e 900 m

Temperatura: Não deve ser crítica.

2.2.1.3 Limitações

Segundo Lyons et al. (1996) algumas condições de reservatório são necessárias para o sucesso de um projeto de injeção de vapor, dentre as quais, cita-se:

- I. As saturações de óleo devem ser bastante altas e a espessura da zona produtora deve ser de mais de 6m para minimizar as perdas de calor para as formações adjacentes.
- II. Óleos leves e pouco viscosos podem ser candidatos ao processo, mas normalmente não o devem ser se o reservatório puder responder a métodos secundários, tais como a injeção de água.
- III. A injeção de vapor é primariamente aplicável para óleos de elevada viscosidade, formações de alta permeabilidade ou inconsolidadas.
- IV. Devido ao excesso de perda de calor nos poços, reservatórios com injeção de vapor devem ser os mais rasos possíveis, bem como, devem estar submetidos a altas pressões de injeção para que suficientes taxas de injeção sejam mantidas.
- V. Cerca de um terço da recuperação de óleo adicional é consumida para geração do vapor necessário, devido a isso o custo associado ao barril produzido é alto.
- VI. Uma baixa percentagem de águas sensíveis a argila é desejável para uma boa injetividade.

2.3 Critérios para a aplicação da injeção de vapor

O principal objetivo da injeção de calor usando vapor é a transferência de calor para o óleo e a rocha reservatório para reduzir a viscosidade. A redução da viscosidade do óleo resulta numa melhoria na razão de mobilidade, desta forma e permite que óleos de elevada viscosidade sejam recuperados - Rosa et al. (2006).

A injeção de vapor é usada particularmente com esta finalidade porque pode transferir uma elevada quantidade de calor por unidade de volume muito maior do que água quente ou outros gases. Embora algumas tentativas para usar vapor superaquecido tenham ocorrido, na prática, vapor com cerca de 80% de qualidade é mais comumente utilizada. O processo de injeção de fluidos aquecidos é muito caro devido a necessidade de queima de combustível para gerar o vapor. A maior limitação nos métodos térmicos de aquecimento é a perda de calor nas instalações, linhas de distribuição, no poço e no reservatório, nas camadas da base ao topo, nas camadas de rocha adjacentes e no aquífero do reservatório.

Embora a injeção de vapor seja comumente usada com óleos de densidade entre 10° e 25° API, existe também um interesse na aplicação do processo para óleo leves. Óleos com viscosidades menores do que 20 cP são geralmente pouco indicados para a injeção de vapor devido ao fato de que os gastos com a injeção de água serem menores. As viscosidades adotadas para este mecanismo estão entre 500-5000 cP. Uma alta saturação de óleo *in place* é necessária devido ao uso intensivo de energia para a geração de vapor. A fim de minimizar a quantidade de rocha aquecida e maximizar a quantidade de óleo aquecido, formações com alta porosidade são desejáveis; isto significa que arenitos ou areias inconsolidadas são preferíveis, embora projetos pilotos de injeção de vapor na França tenham sido conduzidos em reservatórios fraturados. Existe a tendência do aumento da perda de calor para as camadas adjacentes quando se diminui a espessura do reservatório para uma mesma taxa de injeção de vapor. Conseqüentemente, quanto maior a espessura do reservatório, maior seria a eficiência térmica. A injeção de vapor é possível em formações delgadas e neste caso o fenômeno da segregação gravitacional é menos acentuado. Entretanto, se a permeabilidade for muito elevada, há riscos da ocorrência deste fenômeno que tende a prejudicar a produtividade do reservatório. Altas permeabilidades (>200 mD ou preferencialmente >500 mD) são

necessárias para permitir uma injetividade adequada; a transmissibilidade deve ser maior do que 100 mD ft/cP nas condições de reservatório. Profundidades menores do que 90 metros podem não permitir uma boa injetividade porque as pressões de injeção necessárias podem exceder o gradiente de fratura. Perdas de calor se tornam importantes em profundidades maiores do que 900 metros.

De acordo com Rosa et al. (2006), geralmente, a injeção de fluido quente é aplicada em óleos viscosos como por exemplo entre 10 e 20 °API, pois a influência de temperatura em óleos de elevada viscosidade é mais pronunciada do que aqueles que possuem menores viscosidades. A Figura 2.1 mostra uma ilustração do processo de injeção contínua de vapor.

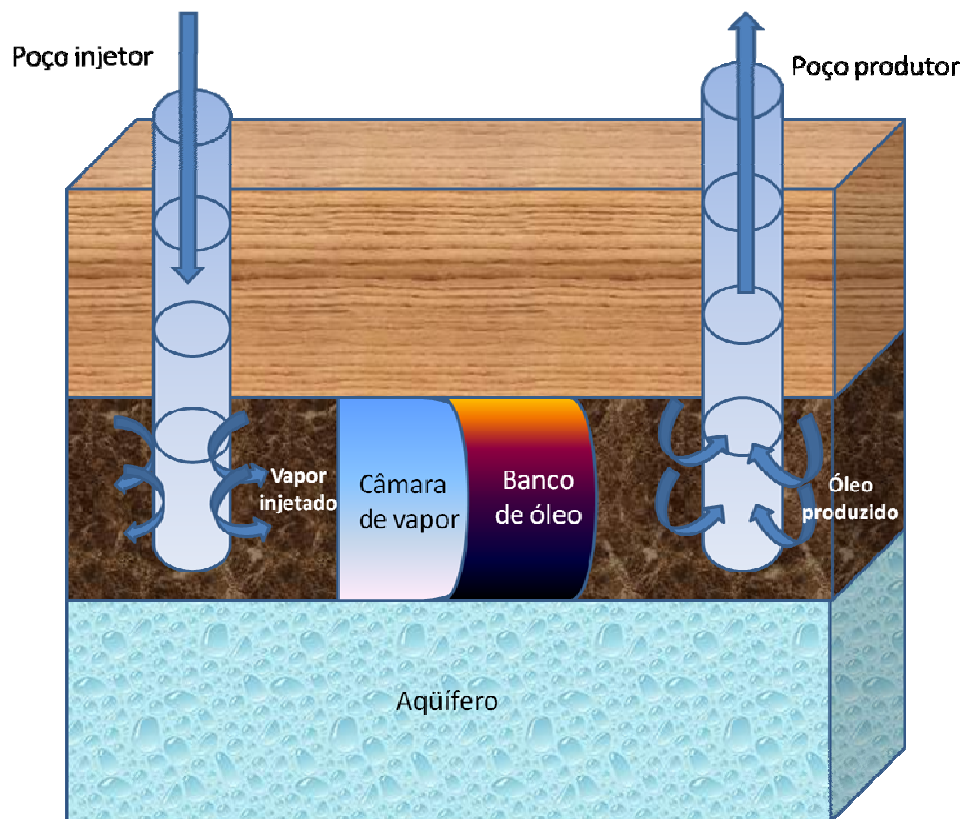


Figura 2.1 – Esquema de injeção de vapor

2.4 Definição da produção líquida acumulada de óleo (N_{pliq}) como critério para a estimativa de viabilidade técnica-econômica de projetos

Uma das formas de se estudar a viabilidade técnica-econômica em projetos de engenharia de reservatórios de petróleo é por meio da produção acumulada líquida. Este parâmetro consiste no cálculo de todo o óleo produzido descontada a receita proveniente dos custos operacionais de produção.

Para o cálculo da N_{pliq} são necessárias as seguintes variáveis:

N_p - É a produção acumulada de óleo em função do tempo medida em m^3 std;

W_{inj} - Volume de vapor injetado em função do tempo de injeção medido em m^3 std;

ROV_{Lim} - Razão óleo vapor medida em m^3 std de óleo produzido por m^3 de vapor injetado.

É importante destacar que a ROV corresponde a um parâmetro referente a uma idéia de rentabilidade do projeto analisado. Nele estão inferidos às despesas utilizadas na geração e injeção de vapor, combustível e demais insumos necessários.

Para este trabalho adotou-se um valor de ROV de 0,1 (ou 10%) correspondente ao volume de óleo usado para gerar 1 m^3 de vapor. Para o cálculo da produção acumulada de líquido (N_{pliq}) a seguinte equação foi utilizada:

$$N_{pliq} = NP - ROV_{Lim} \times W_{inj} \quad (2.3)$$

2.4.1 Vantagens e desvantagens da aplicação da injeção de vapor:

Vantagens:

- I. Aumento no fator de recuperação de óleos de elevada viscosidade;
- II. Aumento das taxas de produção de óleos de elevada viscosidade.

Desvantagens:

- I. Necessidade de análises extensivas do reservatório, rochas e fluidos;
- II. Alto capital de investimento em geradores de vapor, novos poços injetores e sistemas de superfície;

- III. Altos custos operacionais do vapor ou geração de água quente, fluidos quentes e tratamento de águas de mistura;

2.5 Uso de simuladores no estudo de recuperação de reservatórios de petróleo

Segundo Cengiz Satiz et al. (2004) a simulação de reservatório é usada por engenheiros para desenvolver novos projetos de campo e ajudar a controlar as reservas já existentes. Ela é comumente utilizada para avaliar ou traçar várias estratégias de operação. É a mais sofisticada e detalhada ferramenta conhecida hoje em dia, quando usada corretamente. Em 1969, Coats *et al.* (2004) enfatizaram que o nível de sofisticação e complexidade incluído em modelos de simulação deverão ser consistentes com os objetivos totais dos projetos, avaliando-se a confiabilidade dos dados de entrada.

A construção do modelo para a simulação envolve vários aspectos, tais como: o grau de complexidade do problema, objetivos do estudo, grau de realismo desejado quando da comparação com o reservatório real estudado, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. Os fatores que mais limitam os estudos de simulação são a capacidade computacional (número e tamanho dos blocos, além do número de componentes) e a quantidade e qualidade das informações disponíveis (referentes aos dados geológicos e de produção).

O modelo pode ser composto de 4 subdivisões descritas a seguir:

- I. Modelo Físico: abrange as características do reservatório (rocha/fluidos), como por exemplo: permeabilidade, porosidade, compressibilidade da formação, condutividade térmica, densidade e viscosidade do óleo dentre outros .
- II. Modelo Matemático: compreende as equações que governam o processo físico tais como: equações da conservação da massa, energia, equação de Darcy e modelo de fluidos.
- III. Modelo Numérico: referente à discretização das equações matemáticas.
- IV. Modelo Computacional: utilizado para a solução das equações.

O modelo numérico de diferenças finitas é o mais utilizado para a simulação numérica de reservatórios. O uso deste modelo implica na divisão do reservatório em blocos (células). Quando se aplica a equação da conservação da massa para cada componente e para cada bloco, obtém-se um sistema de equações que são resolvidas de forma simultânea a cada intervalo de tempo. Este sistema de equações é não linear, pois os coeficientes da matriz dependem das variáveis que compõem este mesmo sistema. Para obter as soluções deste sistema a cada intervalo de tempo, pode-se, por exemplo, utilizar métodos iterativos como o de Newton-Raphson ou Runge-Kutta.

Quanto ao número de componentes, os dois modelos mais difundidos são o *Black-Oil*, que possui 3 componentes (óleo, água, e gás) e o composicional que considera a existência de pseudo componentes, o que acarreta um aumento no número de equações e no tempo de simulação. No modelo *composicional* é incluída a possibilidade de monitoramento mais rigoroso da mudança de fase dos componentes, a depender das condições de pressão e temperatura do reservatório em que se encontram.

2.6 Planejamento Experimental

Ao se elaborar um planejamento experimental, o primeiro passo é decidir quais os fatores e a resposta de interesse no estudo. Os fatores a serem analisados normalmente podem ser as variáveis a serem controladas ou atributos de incerteza de um sistema, e podem ser qualitativos ou quantitativos – Neto, B. B. et al. (2001). As respostas são variáveis de saída do sistema nas quais existe interesse, e que poderão ser afetadas por modificações devido a mudanças nos fatores, estas respostas também podem ser qualitativas ou quantitativas.

2.6.1 Planejamento Fatorial

De acordo com Neto, B. B. et al. (2001), um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações que se podem obter entre os diferentes fatores que serão analisados. Por exemplo, considerando-se o caso de análise de uma reação química, onde se estuda os efeitos das variáveis concentração e temperatura do processo. Por exemplo, considera-se o

número de experimentos igual a 4, e realiza-se uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1), porém quando se acrescenta uma outra variável do tipo catalisador, por exemplo, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo das variáveis pode aumentar até 8, e a cada nova variável as simulações ou experimentos dobram ($2^2=4$, $2^3=8$, $2^4=16$, $2^5=32$, $2^6=64$,... 2^k). Na existência de muitas variáveis, pode-se utilizar planejamentos fatoriais fracionados que permitem fazer uma triagem para se conhecer as principais variáveis que afetam o processo. Para 4 níveis em um fator e 3 para outro, são necessários $4 \times 3 = 12$ ensaios diferentes e o planejamento será chamado **fatorial 4 x 3**. Em geral, se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 do fator 2,..., n_k do fator k, o planejamento será um fatorial $n_1, n_2, x \dots x n_k$. Por outro lado, ressalta-se que isso não significa que serão realizados apenas $n_1 \times \dots \times n_k$ experimentos, já que esse é o número mínimo de ensaios requeridos para um planejamento fatorial completo. Se for necessário estimar o erro experimental, podem ser necessários ensaios repetidos o que aumentaria o número de experimentos. Quando se trabalha com simulações, é desnecessária a repetição de tais experimentos, uma vez que os resultados são os mesmos para quaisquer número de resultados. O planejamento mais simples é aquele em que todos os fatores são estudados apenas em dois níveis. Este é denominado de planejamento fatorial 2^k .

Para ilustrar o que foi dito, considere a Tabela 2-1 mostra um planejamento fatorial 2^2 , com a finalidade de se avaliar a influência da temperatura e de um tipo de catalisador sobre o rendimento da reação (Barros Neto et. Al. 2003). Segundo esta tabela, quando se utiliza o Catalisador X e a temperatura de 40 °C até 60 °C (exp. 1 e 2), o rendimento médio se incrementa de 59% para 90%, isto mostra um aumento de 31%. Analisando o tipo de catalisador Y (exp. 3 e 4) pode ser observado que resposta do rendimento aumenta 14% (de 54 para 68%). Os resultados mostram que o aumento de temperatura tem o efeito maior no rendimento que a mudança de catalisador, pelo que pode ser considerado o efeito principal do processo. Mas os resultados também mostram que o rendimento do catalisador depende da temperatura, a 40 °C (exp. 1 e 3) se observa que a mudança do catalisador promove uma diminuição do rendimento da reação em 5%. A 60 °C (exp 2 e 4) a redução do rendimento é de 22%. A partir desses resultados, observa-se que estas variáveis dependem uma da outra, e se diz que elas interagem, e o efeito da interação pode ser calculado.

Tabela 2-1 – Exemplo de um planejamento fatorial 2^2

Exp.	Temperatura (°C)	Catalisador	Rendimento médio
1	40	X	59
2	60	X	90
3	40	Y	54
4	60	Y	68

O efeito principal (neste caso da temperatura) é por definição a média dos efeitos da temperatura nos níveis do catalisador. Usando a letra T para representar esse efeito, e sendo \bar{y}_i a resposta média observada no i-ésimo experimento, se pode escrever segundo a equação (2.4):

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

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

Este valor de 22,5% mostra que o rendimento da reação sobe 22,5% em média quando a temperatura passa de seu nível inferior até o nível superior. Contudo, esta conclusão não está completa, já que anteriormente se observou que o catalisador e a temperatura interagem e é necessário incluir também ao catalisador, então é necessária uma interpretação em conjunto dos fatores.

Nos planejamentos de dois níveis podem ser identificados os níveis superior e inferior com os sinais (+) e (-) respectivamente. Com esta nova notação pode ser observado na Tabela 2-1 que os experimentos 2 e 4 estão no nível máximo (+) e os ensaios 1 e 3 no nível mínimo (-). Esta atribuição também pode ser realizada em termos qualitativos como é o caso do catalisador, e neste exemplo o catalisador Y está correspondendo ao nível máximo e não afeta

os resultados. Então, a equação (2.4) pode ser reescrita como uma diferença entre duas médias nos níveis máximos e mínimos:

$$T = \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.5)$$

$$T = \bar{y}_+ - \bar{y}_- \quad (2.6)$$

A equação (2.6) é válida para o cálculo de qualquer efeito principal de um planejamento experimental de dois níveis.

Para o cálculo do efeito do catalisador será utilizada a equação (2.6)

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

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

Pode ser observado que o efeito do catalisador é negativo o que significa que quando se troca o catalisador do X pelo catalisador Y, o rendimento da reação cai 13,5% em média. Se a escolha dos níveis do catalisador tivesse sido ao contrário (catalisador X nível máximo (+) e catalisador Y nível mínimo (-)), a resposta seria um incremento de 13,5% ao mudar de catalisador. Mas na prática a conclusão é a mesma, o rendimento do catalisador Y é menor em 13,5% em média que o catalisador X.

Se não existisse interação, o efeito da temperatura deveria ser o mesmo, em ambos catalisadores, mas já se observou que não é assim, por isso existe a necessidade de avaliar a interação entre os dois fatores. O efeito da temperatura é +31% com o catalisador X e cai para +14% para o catalisador Y. Como na ausência de interação estes parâmetros deveriam ser idênticos é possível tomar a diferença entre eles como uma medida da interação entre os

fatores T e C. Na realidade, por uma questão de consistência com a definição dos outros efeitos, a metade da diferença é que é por definição o efeito de interação entre os dois fatores.

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

$$TxC = \frac{(\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1)}{2} = \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.8)$$

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

As equações (2.5), (2.7) e (2.8) mostram que para calcular qualquer efeito se usam todas as respostas observadas. Cada efeito é a diferença de duas médias, metade das observações contribui para uma das médias, e a metade restante aparece na outra média. Esta característica é importante nos planejamentos fatoriais de dois níveis (Barros Neto et al. 2003).

Hoje em dia no mercado, já existem a disposição do pesquisador muitos programas computacionais que possibilitam o cálculo dos efeitos principais e da interação entre as duas variáveis. Estes programas têm surgido devido a necessidade de eliminar o erro humano ao trabalhar com uma quantidade muito elevada de dados e respostas.

Neste trabalho, o programa computacional que será utilizado na análise dos efeitos principais e suas interações será o STATISTICA 6.0 que permite fazer os cálculos estatísticos, gráficos e procedimentos para manipular experimentos com a finalidade de analisar dados e respostas de diferentes sistemas, dentre eles os de aplicação em engenharia.

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

necessárias, com o objetivo de atingir uma região ótima da superfície investigada. A modelagem normalmente é feita ajustando-se modelos simples (em geral, lineares ou quadráticos) as respostas obtidas com planejamentos fatoriais ou com planejamentos fatoriais ampliados. O deslocamento se dá sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais relevante.

Capítulo III
Estado da Arte

3. Estado da arte

Neste Capítulo será realizado um breve estudo dos principais trabalhos publicados a cerca da injeção de vapor em reservatórios delgados.

Ainda tem havido hesitação no emprego inicial de injeção de vapor em formações finas devido a grandes frações preditas de perda de calor de acordo com Marx e Langenheim, (1959) apud *T.M. Doscher e M.A. EL-Arabi* (1983). Entretanto, correlações empíricas estudadas e utilizadas tanto em campo como em laboratório sugerem que a pequena espessura não poderia ter efeitos prejudiciais na razão óleo e vapor como fora predito por análises e modelos que foram baseados em deslocamentos horizontais.

Van Lookern, (1975), apud *T.M. Doscher e M.A. EL-Arabi* (1983), com vistas a ampliar a teoria da segregação do fluxo para o deslocamento do vapor, chegou a uma equação que permitira o cálculo da espessura da zona de vapor. Esta equação não foi função da espessura do reservatório. Finalmente, *Doscher e Ghassemi, (1983) apud .M. Doscher e M.A. EL-Arabi, (1983)* mostraram um modelo em que a razões óleo/vapor para o deslocamento do vapor em 26 ft (7,9m) foi aproximadamente a mesma que para 70 ft (21,33 m) de espessura do modelo. Eles também propuseram uma formulação matemática simplificada da zona vertical de expansão de vapor a uma velocidade constante. De tal forma que um modelo simples poderia tornar mais fácil de se analisar as suas observações em face da ausência de dados que pudessem dar mais precisão com relação aos efeitos mais significantes da injeção de vapor na espessura dos reservatórios. Esses autores concluíram que o tamanho do banco de vapor diminui com o tempo. Ainda segundo eles, resultados de campo publicados na literatura mostraram claramente o decréscimo da zona de vapor com valores iniciais de 0,05 ft/dia chegando a 0,005ft/dia ($4,23 \times 10^{-6}$ m/s a $4,23 \times 10^{-7}$ m/s respectivamente) com depleção contínua. Esta diminuição está possivelmente associada com o decréscimo linear da velocidade de vapor com o aumento da zona de depleção em relação espessura da zona produtora de óleo.

T.M. Doscher e M.A. EL-Arabi (1983), realizaram um programa piloto de injeção de vapor no Campo de Edison Grooves, Califórnia. A faixa de espessura média da formação variou de 15ft a 19ft (4,5 a 6,7m) enquanto que a permeabilidade média era de 1500 mD.

Com uma porosidade média de 30%. A saturação de óleo foi estimada em 0,45 (baseada em registros locais). O óleo possuía uma densidade de 15^o API e uma viscosidade de 2000 cP. A temperatura do reservatório foi de aproximadamente 90° F. O piloto foi composto por um modelo five-spot invertido. O programa proposto de taxa de injeção de vapor, a partir do instante em que toda a área estivesse coberta de vapor, foi feito através do uso das análises de Vogel (1982) que foram publicadas na época. Os pesquisadores concluíram que altas taxas de injeção de vapor podem ser benéficas para o fornecimento de uma rápida resposta na injeção de vapor. Segundo os autores, elevadas taxas de injeção inicial, parecem oferecer uma maior economia na recuperação de óleo por injeção de vapor em arenitos de pouca espessura. Ainda segundo eles, o emprego de injeção de vapor pode ser feito para faixas de espessuras que variam de 15 a 20ft (4,5 a 6 m), chegando até 50ft (15 m) de espessura. Além disso, conclusões teóricas indicaram que a taxa de injeção de vapor mostrou-se mais dependente da área do que da espessura do reservatório.

Kasraie e Farouq Ali (1984) discutiram o mecanismo envolvido na estimulação de reservatórios com aquíferos. Eles concluíram que embora os aquíferos fossem indesejáveis em muitas situações, eles poderiam auxiliar na injetividade inicial de reservatórios que possuem óleos muito viscosos nas formações. Baseado em suas medições de campo e dados de laboratório, os autores concluíram que espessuras de zona de água maiores do aproximadamente um quinto da zona de óleo poderiam fazer com que a estimulação de vapor cíclica não fosse viável do ponto de vista econômico.

Segundo M.L. Powers et al. (1985), a recuperação de óleo por meio da injeção de vapor é atualmente conhecida como uma das técnicas avançadas mais eficientes na recuperação de óleo pesado. Muitos projetos de deslocamento de vapor têm sido usados em formações de cerca de 50ft (15,24m) ou mais de espessura.

Joshi, (1986) *Apud* Khos e Cordel (1987) concluiu que a injeção de fluidos usando poços horizontais em reservatórios de betume pode ter sucesso somente se zonas de aquíferos tiverem a mesma permeabilidade ou menor do que a zona de óleo, bem como, não haver obstrução entre os espaços dos poços. Ele sugeriu que a injeção de vapor assistida por drenagem gravitacional pode ter resultados satisfatórios para esses tipos de reservatórios.

Khos e Cordel (1987) realizaram estudos de simulação numérica para um reservatório de 15 m de espessura no campo de Athabaska no Fort McMurray em Alberta. Os estudos foram feitos para comparar o desempenho de poços verticais e horizontais para recuperações de óleos viscosos nesta formação. Eles observaram que se o espaço entre os poços produtor e injetor fosse dobrado (de 50m para 100m) e houvesse zonas de alta permeabilidade entre o injetor e o produtor, muito do vapor injetado circularia através dessas zonas de alta permeabilidade, provocando recuperações prematuras e baixas. A conclusão a que chegaram foi a de que os projetos utilizando poços horizontais podem ter desempenhos significativamente melhores do que aqueles que possuíam poços verticais.

M.L. Proctor, A.E. George e S. M. Farouq Ali (1987) estudaram as estratégias de injeção para reservatórios de zona produtora delgada e com a presença de aquíferos. Eles realizaram o projeto experimental que consistiu de experimentos de modelos de escala que foram realizados para estudar as variações da injeção de vapor em formações finas e contendo óleos pesados. Um modelo de escala de injeção de fluidos foi proposto e construído, empregando critérios de escala de baixas pressões desenvolvidos segundo Stegemeier, Laumbach e Volek (1977) apud L. Proctor, A. E. George, S. M, e Farouq Ali (1987). Vários tipos de experimentos foram realizados, incluindo injeção de vapor seguida de injeção de água, injeção de vapor contínua dentro de zonas homogêneas, injeção contínua de vapor e água, golfadas de água fria seguidas da injeção de pequenos volumes de vapor. Experimentos de injeção de gás em zonas de aquíferos onde um pequeno volume de gás foi injetado na parte superior do reservatório antes da injeção de vapor e experimentos que utilizaram poços horizontais. Os autores observaram que a injeção de vapor cíclica seria um processo de recuperação viável e eficiente para reservatórios finos do tipo de Alberfeldy (campo a partir do qual o modelo foi baseado). Para reservatórios finos com aquíferos de base, a injeção de pequenos volumes de gás inerte antes da injeção de vapor pode ser um método apropriado para a melhoria na performance de injeção de vapor. O gás injetado parece criar um canal de fluxo afastado do aquífero de fundo contribuindo para uma melhor eficiência no aquecimento do reservatório. Além disso, os resultados dos experimentos indicaram que existe alguma espessura mínima de aquífero de base, aproximadamente 10% da espessura bruta da zona produtora, abaixo da qual o efeito do aquífero é pequeno. Os experimentos também indicaram que a injeção de vapor utilizando poços horizontais produziu resultados favoráveis, ainda que as dificuldades provenientes dos gastos envolvidos na colocação de poços horizontais em formações finas produtoras de óleo possam limitar a aplicabilidade desse processo.

Entretanto, os resultados desses experimentos de poços horizontais encorajaram futuras investigações em projetos de poços horizontais em situações onde ocorre a presença de aquíferos.

A.K. Sarkar, P.S. Sarathi, e A.R. Strycker (1994) estudaram o uso de poços horizontais para melhoria no desempenho de injeção de fluidos em reservatórios de óleo pesado de pouca espessura e baixa permeabilidade. Eles chegaram à conclusão de que as simulações de injeção de vapor para o reservatório Charivari Creek mostraram desempenhos baixos para operações usando poços verticais injetores e produtores, num padrão five-spot. Além disso, a baixa permeabilidade do reservatório estudado possui uma influência bastante negativa no desempenho devido ao deslocamento ineficiente e aquecimento do reservatório. Segundo os autores, o uso de poços horizontais injetores e produtores com 1272ft (387,7 m) de comprimento teve uma melhoria significativa no desempenho.

Clauser. C e Huengs Ernest (1995) apresentaram em seu trabalho diagramas na forma de triângulos equiláteros que apresentavam em cada um de seus vértices valores da condutividade de térmica de rochas. Em cada um de seus lados, há diferentes proporções de minerais e, por meio de leitura e medição é possível estimar de forma aproximada a condutividade térmica da rocha usada neste trabalho.

Mingzhe Dong et al (2006), propuseram que o método de recuperação de óleo (EOR) denominado de processo a Pressão Cíclica de Metano (MPC) pode ser aplicado em alguns reservatórios de óleo pesado depois do término dos métodos primários ou de métodos que fazem uso da injeção de água. A essência do processo é a restauração do mecanismo de produção de gás em solução. A melhoria na recuperação é acompanhada pela reinjeção de uma quantidade apropriada de gás em solução (principalmente metano) e, em seguida, através da repressurização, o gás se dissolve na solução por meio da injeção de água até atingir a pressão próxima daquela originalmente existente. Com exceção do óleo que é produzido com a água, este processo recria as condições preliminares de produção. Esta nova técnica de recuperação está sendo desenvolvida para atingir porções consideráveis de reservas de óleo pesado localizados em reservatórios delgados. Métodos primários e secundários têm fornecido recuperações melhores do que 10% da quantidade inicial de óleo *in place*. Perdas de calor para as camadas adjacentes a zona produtora em algumas situações fazem dos métodos

térmicos não recomendáveis para reservatórios finos. Os resultados mostraram que os processos cíclicos de pressão poderiam criar uma condição favorável para que o gás renovado atinja o óleo restante no reservatório.

Capítulo IV
Materiais e Métodos

4 Materiais e métodos

Este capítulo descreve os materiais utilizados para a realização das simulações deste trabalho, além da descrição da metodologia envolvida no planejamento das simulações para a realização desta dissertação.

Para a realização deste trabalho foi utilizado o simulador STARS (*Steam Thermal Reservoirs Simulation*). A injeção de vapor se deu sob a forma contínua. O modelo consta de dois poços, um injetor e outro produtor num padrão $\frac{1}{4}$ de five – spot invertido em sistema cartesiano de malhas.

4.1 Descrição do Modelo

Para o desenvolvimento do modelo foram feitas inicialmente simulações com o propósito de se escolher o melhor reservatório que possibilitasse uma boa representação da situação a ser analisada, oferecendo também um tempo razoável de simulação de modo a tornar o estudo possível de ser executado no cronograma pré-estabelecido. A partir disso, várias simulações foram realizadas buscando-se refinar o modelo para sua posterior utilização no trabalho.

O modelo base projetado constou nas direções “x”, “y” e “z” das seguintes dimensões: 100 m x 100m x 16m respectivamente. A partir desse modelo foram criados 2 outros para a etapa da análise dos parâmetros de reservatório. Estes possuem a mesma área horizontal, variando somente o eixo vertical “z” devido a variação da espessura da zona de água e de óleo que foram consideradas na simulação.

Os blocos das malhas possuíram um tamanho de 4m nas dimensões “x” e “y” para os 3 tipos de reservatórios, enquanto que para a direção “z” 1m para as zonas produtoras de 5 m e 10 m e de 1,25 para a de 15 m. A zona de água variou de 1 m a 3 m conforme o tamanho do reservatório. Com relação ao tamanho das malhas optou-se pelo mais refinado possível para que se obtivesse uma boa representatividade dos resultados obtidos, já para a zona de água, esta foi a menos refinada porque foram feitas simulações variando a mesma e observou-se

uma influência irrelevante na fração de óleo recuperada quando se tinha modelos com pouco ou elevado refinamento desta.

A Figura 4.1 apresenta o modelo base utilizado na simulação onde este apresenta uma zona produtora de óleo de 10 m de espessura.

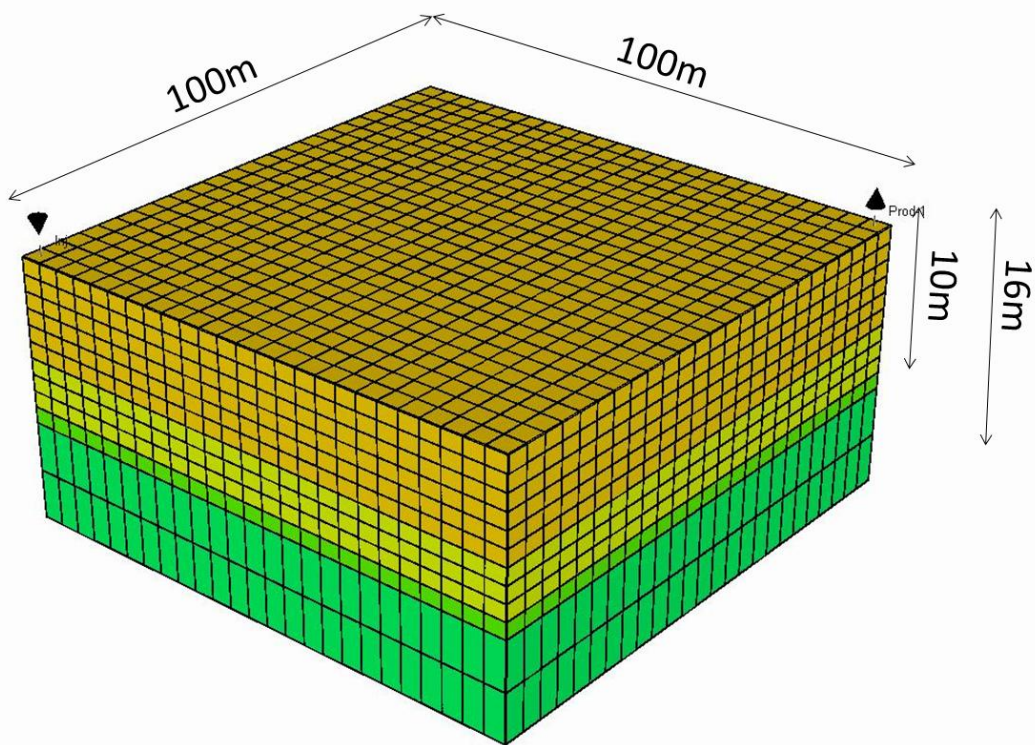


Figura 4.1 – Modelo base com 10 m de zona produtora

Para a construção deste modelo, foram adotadas características físicas tais como: permeabilidade, porosidade, compressibilidade, condutividade térmica da rocha e profundidade do reservatório que são semelhantes a do Nordeste brasileiro, mais especificamente a região Potiguar. As propriedades do óleo também foram adotadas de forma a guardar semelhanças com o óleo presente na região.

A Tabela 4-1 apresenta um resumo dos três reservatórios projetados e estudados.

Tabela 4-1 – Três reservatórios estudados

Reservatório (de five spot)	Dimensões x, y e z (m)	Espessura da zona produtora (m)	Espessura da zona de água (m)	Núm. de blocos (x, y, z)	Número de total de blocos
I	100 x 100 x 8	5	3	25 x 25 x 7	4.375
II	100 x 100 x 16	10	6	25 x 25 x 12	7.500
III	100 x 100 x 24	15	9	25 x 25 x 15	9.375

Os dados utilizados no modelo base se encontram na Tabela 4-2.

Tabela 4-2 - Parâmetros do reservatório do modelo padrão utilizado na simulação numérica

Parâmetros de reservatório-Modelo base	Valor
Saturação de água irreduzível (%)	36
Permeabilidade horizontal (mD)	1000
Kv/Kh (%)	10
Porosidade inicial(%)	24
Viscosidade do óleo (cP) @ 38°C	1000
Condutividade térmica da rocha (W/mK)	1,73
Condutividade térmica da água (W/mK)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mK)	0,13
Espessura de zona de óleo (m)	10
Espessura da zona de água (m)	6
Pressão de superfície (kPa)	101,325
Pressão do reservatório @ 200m (kPa)	1.978

Profundidade do reservatório (m)	200
---	-----

O óleo utilizado nas simulações possui características semelhantes a encontrada em reservatórios da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. A Figura 4.2 mostra a curva de viscosidade utilizada na análise.

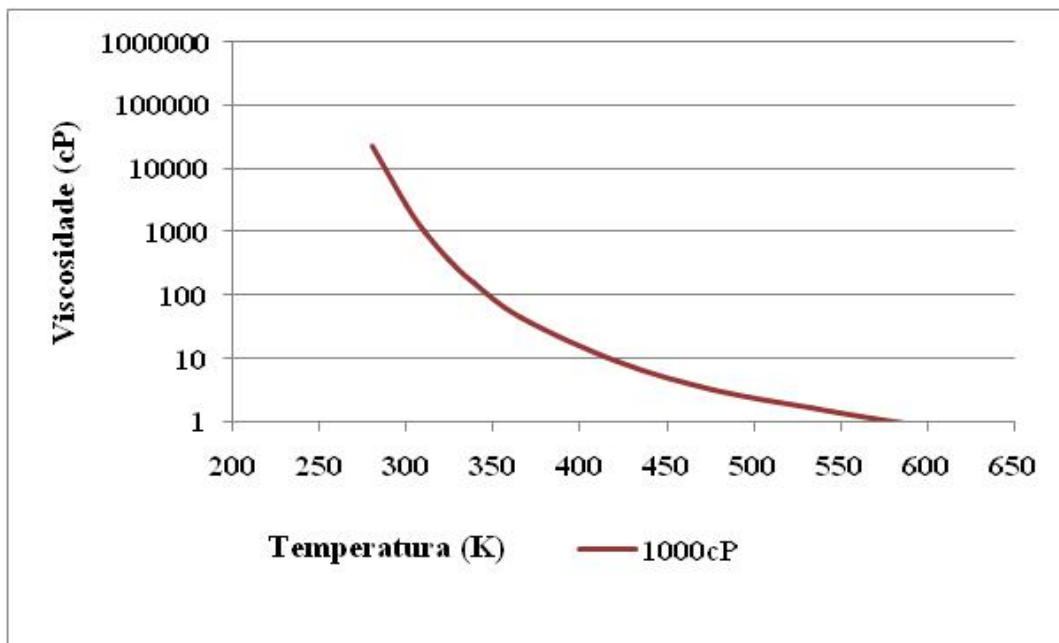


Figura 4.2 - Gráfico da Variação da Viscosidade com a temperatura. Barillas (2005).

Os valores de permeabilidade relativa utilizados na simulação estão nas Figuras 4.3 e 4.4.

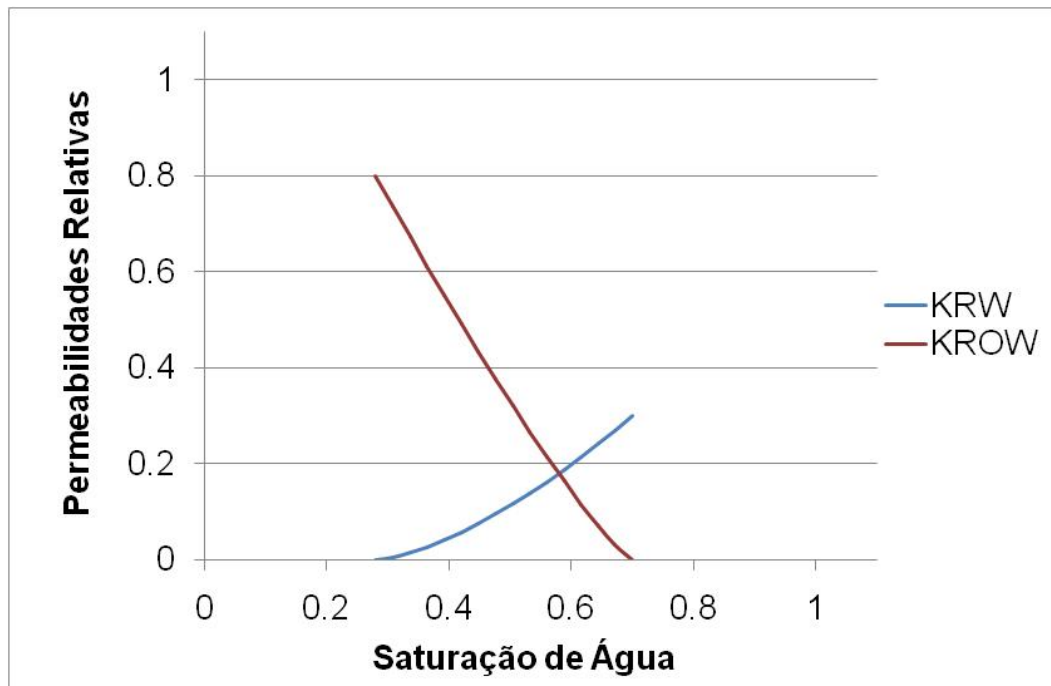


Figura 4.3 - Permeabilidade relativa vs saturação de líquido

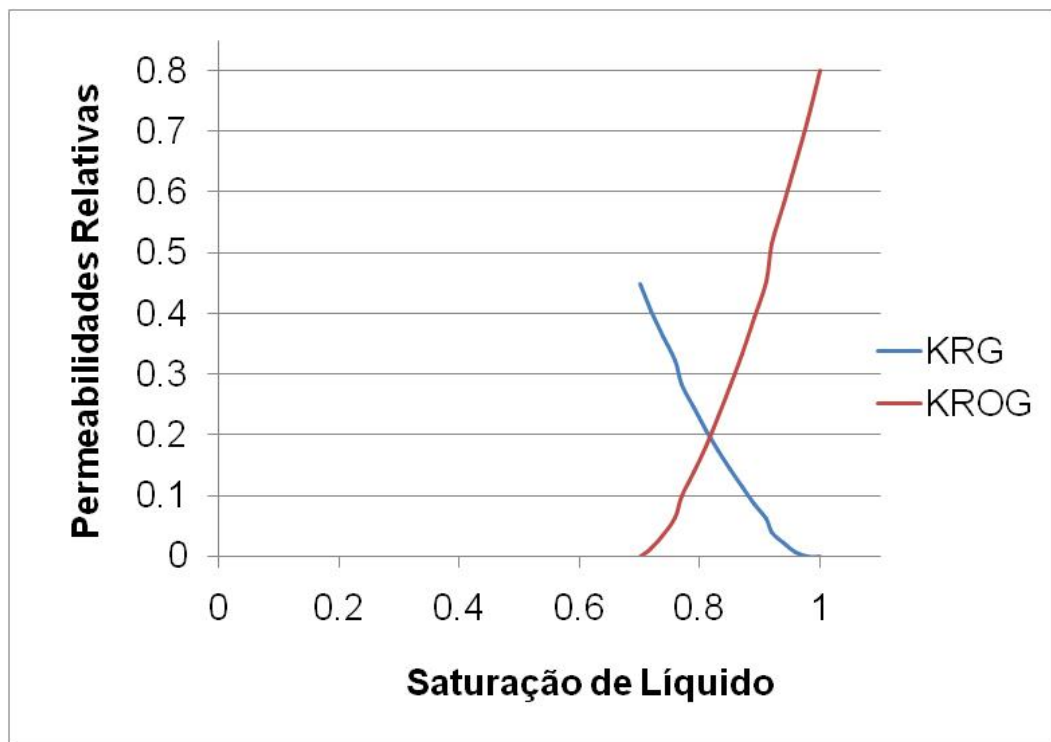


Figura 4.4 - Gráfico da permeabilidade relativa vs saturação de líquido

Os dados dos parâmetros operacionais estão dispostos na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Parâmetros operacionais do reservatório padrão

Parâmetros operacionais	Valor
Qualidade do vapor (%)	50
Vazão de injeção de vapor (t./dia)	25
Vazão máxima de produção de líquido (m ³ std/dia)	150
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	200,5
Pressão máxima de injeção (kPa)	7.198
Temperatura do vapor (K)	556

4.2 Metodologia global de Trabalho

A metodologia de trabalho foi dividida nos seguintes tópicos:

- Construção do modelo base com 10 m de zona produtora, 6 m de zona de água, vazão de injeção de 25 t/dia e distância entre poços de 140 m.
- Estudo dos parâmetros de reservatórios, onde simulações foram realizadas para analisar as seguintes variáveis: permeabilidade horizontal (Kh); razão entre as permeabilidades vertical e horizontal (Kv/Kh); razão entre a zona de água e de óleo (HW/HO); condutividade térmica da rocha (Cond) e espessura da zona produtora de óleo.
- A partir das simulações realizadas na etapa anterior, foram escolhidos, com base no fator de recuperação, três reservatórios que apresentaram desempenhos de recuperação ruim, intermediários e satisfatório.
- Com esses reservatórios, foram realizados estudos do fator de recuperação em função das vazões de injeção para se encontrar aquelas que fornecessem a melhor resposta em termos dessa variável estudada.

- Procurou-se melhorar o fator de recuperação desses três reservatórios escolhidos criando-se cenários (A, B e C) através dos quais, para cada faixa de espessura, variou-se os parâmetros operacionais de vazão de injeção e distância entre os poços injetor e produtor.
- A última etapa consistiu de um estudo de viabilidade técnica por meio da produção acumulada líquida para os cenários que apresentaram os melhores resultados.

A organização dos experimentos foi realizada através de um planejamento fatorial combinado $2^n \times 3^m$ e 3^n para os parâmetros operacionais. Onde $n=2$ e $m=3$ respectivamente para a esta etapa. Desta forma, chegou-se a um total de 108 simulações para a etapa de análise. A análise dos parâmetros operacionais constou de um planejamento fatorial 3^n onde $n=4$ perfazendo um total de 81 simulações. Nas Tabelas 4-4 e 4-6 são mostradas os conjuntos de variáveis de reservatório e operacionais e os níveis para cada uma delas adotados neste trabalho. Além disso, 30 simulações foram necessárias para a análise do fator de recuperação em função da vazão de injeção.

4.2.1 Metodologia de trabalho para a análise de parâmetros de reservatório

A análise dos parâmetros de reservatório adotou-se os seguintes critérios:

- Escolha das três faixas de espessura que foram baseadas na pesquisa bibliográfica de trabalhos como de T.M. Doscher e M.A. EL-Arabi (1983), M.L. Powers et al (1985), Khos e Cordel (1987) já comentados no capítulo 3. Os dados numéricos da permeabilidade horizontal e vertical da rocha foram referenciados de trabalhos como de Barillas. M. J (2005) e dados de campos obtidos mediante experiência de profissionais da área. Com relação a faixa de espessura da zona de água, os valores foram adotados seguindo critérios arbitrariamente fixados.
- Escolha dos valores da condutividade térmica da rocha mediante uma interpolação feita a partir de dados obtidos de Clauser. C e Huengs Ernest (1995). Foram feitas interpolações para que fosse estimado o valor da condutividade térmica do quartzo igual a 4,15 W/(m K) na Figura 4.5. O valor de 2,14 W/(m K) foi obtido dos trabalhos de Somerton W. H et al. (1974), enquanto que o dado correspondente de 1,73 W/(mK) foi utilizado do próprio

simulador. Na escolha dos valores dessas variáveis, procurou-se utilizar aquelas que guardassem semelhança de valores com os existentes na Bacia Potiguar.

- Realização das 108 simulações conforme o planejamento fatorial da Tabela 4-4;
- Estudo do fator de recuperação de óleo (FR) em função do volume poroso injetado (VPI) com a finalidade de se avaliar a influência desta variável em relação às primeiras mencionadas;
- Utilização de Diagramas de Pareto, gráficos de superfície para a análise dos valores obtidos;

A Tabela 4-4 mostra os níveis em que foram estudados os parâmetros de reservatório.

Tabela 4-4 - Parâmetros de reservatório modificados

Níveis	-1	0	1
Kh (mD)	1000	-	3000
Kv/Kh	0,1	-	0,2
Ho (m)	5	10	15
HW/HO (%)	10	30	60
Cond (W/mK)	1,2	1,73	4,15

A Figura 4.5 mostra o gráfico sob o qual foram feitas as interpolações para uma das condutividades térmicas (4,15 W/(m K)) utilizadas neste trabalho.

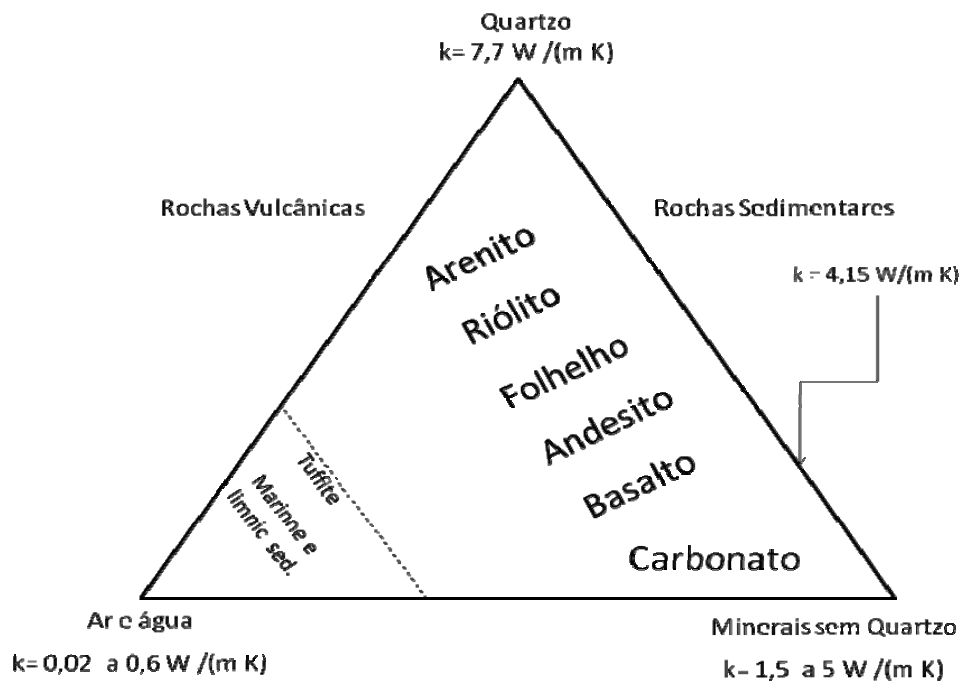


Figura 4.5 - Gráfico de condutividade térmica em função do tipo de formação rochosa - Clauser, C and Huengs Ernest (1995)

4.2.2 Metodologia de trabalho para a etapa de análise dos parâmetros operacionais

A análise dos parâmetros operacionais consistiu da seguinte metodologia:

- Adoção das vazões de injeção conforme critério descrito no subitem 4.2;
- Escolha de três cenários (A, B e C) com base no critério de Fator de Recuperação satisfatório, intermediário e ruim para serem melhorados;
- Escolha dos valores da distância entre os poços injetores e produtores de 70, 100 140m respectivamente;
- Realização das 81 simulações;
- Análise dos valores obtidos mediante gráficos de superfície de resposta e volume poroso injetado em função da fração de óleo recuperada;

- Análise das produção acumulada líquida em função do tempo para os melhores resultados obtidos após a adoção da mudança dos parâmetros operacionais.
- Nesta etapa, adotou-se uma nomenclatura dos reservatórios provenientes da etapa de análise dos parâmetros de reservatório para facilitar a leitura. Ela foi feita a partir do desempenho na etapa de estudo dos parâmetros de reservatório (satisfatório, intermediário e ruim); da espessura, da distância entre poços e da vazão de injeção. O significado de cada termo da nomenclatura está resumido na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Nomenclatura adotada na etapa de mudança dos parâmetros operacionais

A	B	C	E	D	Q
Reservatório de melhor desempenho antes da mudança nos parâmetros operacionais	Reservatório de desempenho intermediário antes da mudança nos parâmetros operacionais	Reservatório de melhor desempenho antes da mudança nos parâmetros operacionais	Espessura do reservatório (m)	Distância entre os poços (m)	Vazão de injeção (t/dia)

Por exemplo, um reservatório de melhor desempenho (A), com vazão de injeção de 25 t/dia, espessura da zona de óleo de 10 m e distância entre poços de 100 m, foi chamado: A-E10D100Q25.

Para todas as simulações realizadas na etapa de análise dos parâmetros de reservatório, completou-se o poço em toda a zona produtora de óleo. A razão para isso é a de que por se tratar de reservatórios delgados, procurou-se aproveitar ao máximo a mesma. Esta variável não foi analisada na etapa de otimização, mantendo-se fixa para todos os tipos de configurações de reservatório estudadas.

Os parâmetros operacionais com seus respectivos níveis estão referenciados na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 – Parâmetros operacionais

Níveis	-1	0	1
Tipo de reservatório	A	B	C
Distância entre poços (m)	70	100	140
Vazão de injeção - t/dia (5m)	12,5	15	17,5
Vazão de injeção - t/dia (10m)	20	22,5	25
Vazão de injeção - t/dia (15m)	22,5	25	27,5

Capítulo V

Resultados e Discussões

5 Resultados e discussões

Neste capítulo são demonstrados os resultados e discussões referentes às simulações realizadas para o estudo dos parâmetros de reservatório e operacionais.

5.1 Comparação entre o modelo com e sem injeção de vapor

Com a finalidade de se comparar a produção acumulada de óleo com e sem injeção de vapor, uma simulação numérica foi realizada no período de 10 anos de produção com uma vazão de injeção de 25 t/dia de acordo com a Figura 5.1.

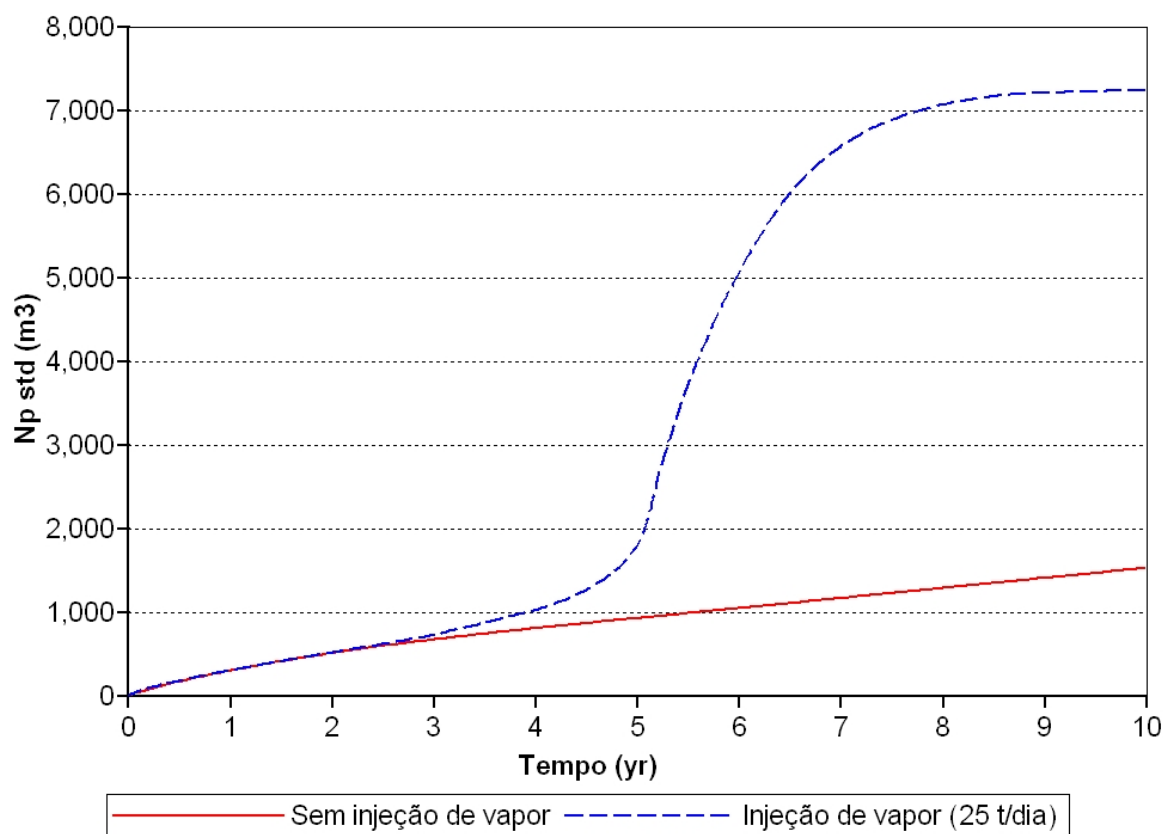


Figura 5.1 - Gráfico de comparação entre a produção acumulada com e sem injeção de vapor

A Figura 5.1 mostra que a recuperação de óleo sem a injeção de vapor (curva avermelhada) para dez anos de produção apresentou um valor em torno de 1.500 m³ de óleo, ao passo que, para o processo com injeção de vapor (curva azul tracejada) houve uma

produção de volume de óleo no oitavo ano de cerca de 7200 m³ evidenciando portanto, para esta situação a eficácia do processo de recuperação avançada por meio de injeção de vapor.

Este reservatório apresentava uma zona produtora de óleo de 10 m e uma zona de água de 6 m. A distância entre poços era de 140 m (para o reservatório com injeção de vapor).

5.2 Análise dos valores do fator de recuperação em função da vazão de injeção para os três cenários analisados

A Tabela 5-1 apresenta os valores utilizados na etapa de otimização da vazão para os reservatórios de 5, 10 e 15m estudados para um tempo de 10 anos.

Tabela 5-1 – Valores da vazão para etapa de otimização da vazão

Reservatório com 5 m (t/dia)	Reservatório com 10 m (t/dia)	Reservatório com 15 m (t/dia)
10	10	20
12,5	15	22,5
15	20	25
17,5	22,5	27,5
20	25	30
22,5	27,5	32,5
25	30	35
-	32,5	37,5
-	35	40
-	37,5	-
-	40	-

As Figuras 5.2, 5.4 e 5.6 representam as curvas de pontos a partir das quais as vazões foram escolhidas para a etapa de mudança nos parâmetros operacionais do processo para 5 m, 10 m e 15 m de zona produtora.

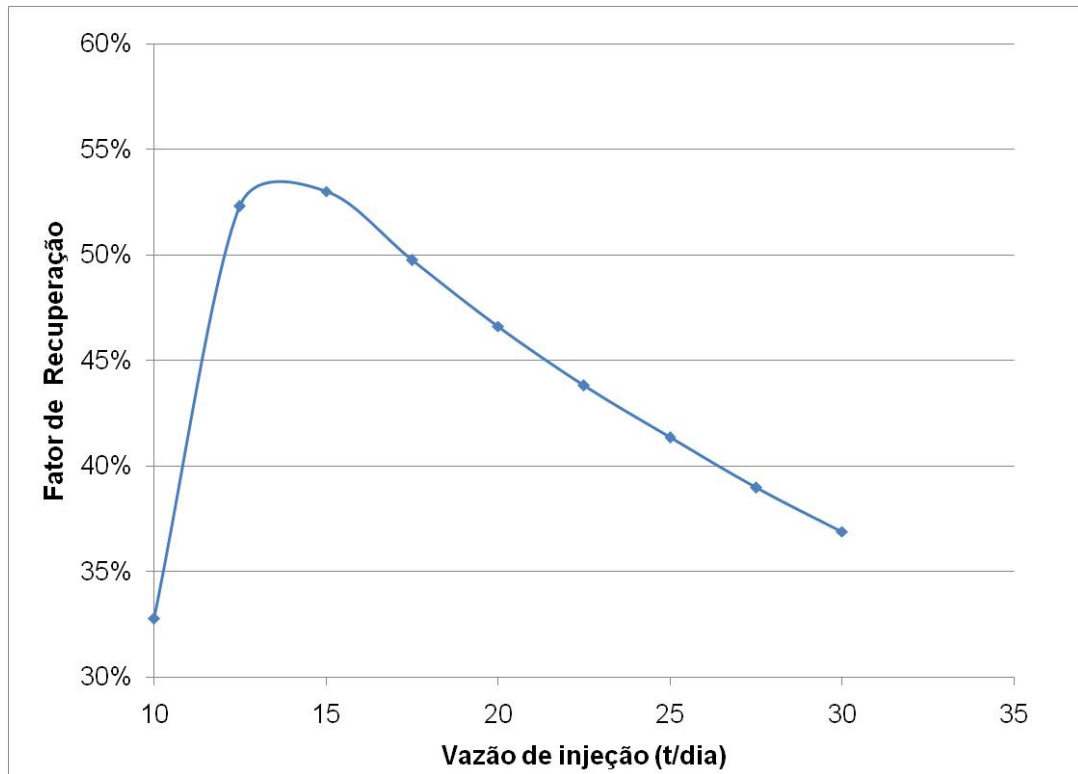


Figura 5.2 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 5m de espessura (10 anos de produção)

A Figura 5.3 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada para diferentes vazões para o reservatório de 5 m

De acordo com os resultados obtidos, a melhor vazão de injeção encontrada foi de 12 t/dia. Optou-se então pela escolha de duas vazões entre esta escolhida.

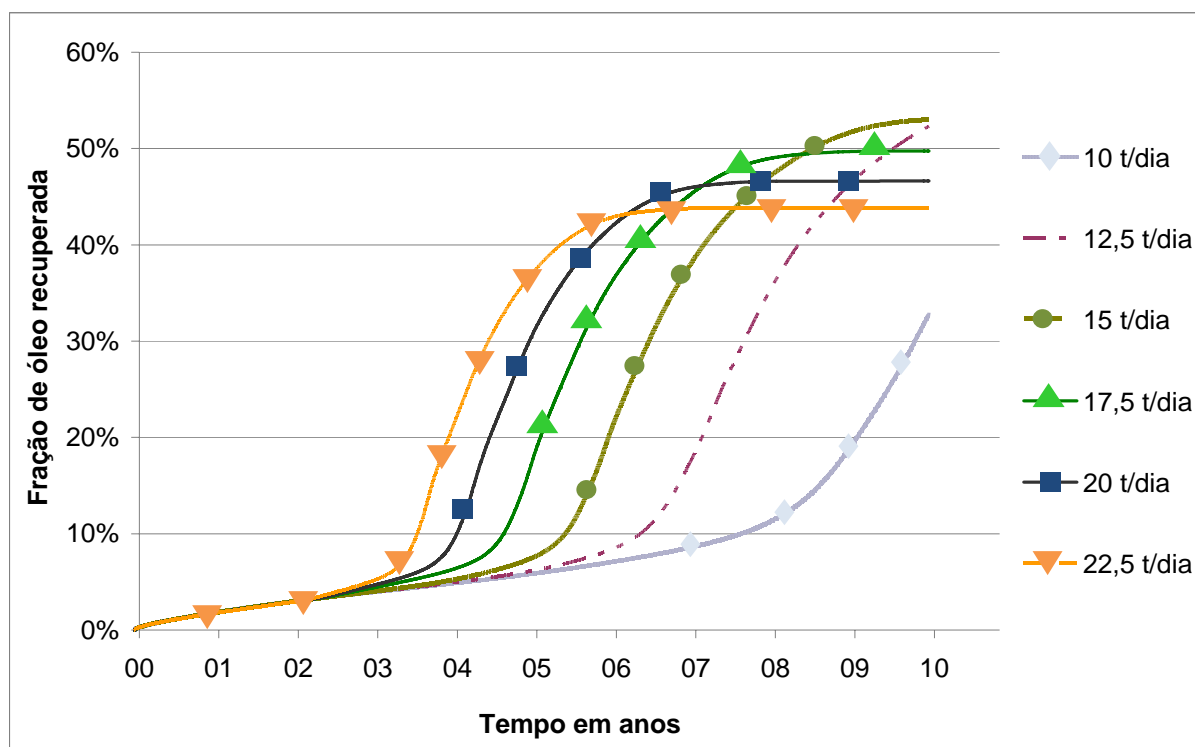


Figura 5.3 – Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 5 m de espessura de zona produtora de óleo

Ao se produzir a curva de recuperação de óleo em função da vazão de injeção para um reservatório de 5m de espessura no final do período de injeção, observou-se que existe uma vazão ótima de produção que fornece a máxima recuperação possível para as condições especificadas de reservatório. Para este reservatório a vazão ótima de injeção de vapor é cerca de 15 t/dia. Foram escolhidas mais duas vazões de 12,5 e 17,5t/dia para a etapa de otimização.

O mesmo critério foi adotado para os outros dois reservatórios e de acordo com os valores gerados nas Figuras 5.5 e 5.7, obtendo-se os seguintes resultados:

- 20, 22,5 e 25 t/dia para o reservatório de 10 m;
- 22,5, 25 e 27,5 t/dia para um reservatório de 15 m.

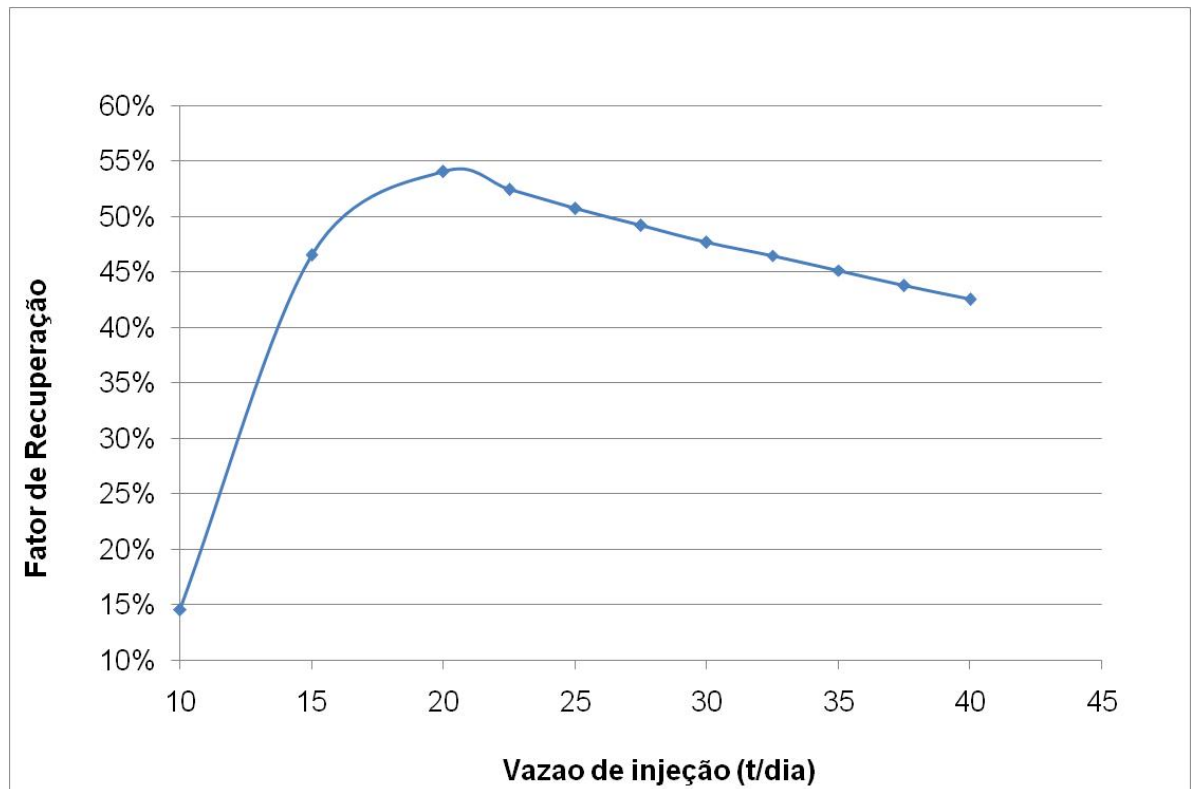


Figura 5.4 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 10m de espessura (10 anos de produção)

A Figura 5.5 apresenta a fração de óleo recuperada para as várias vazões de injeção para o reservatório de 10 m de espessura.

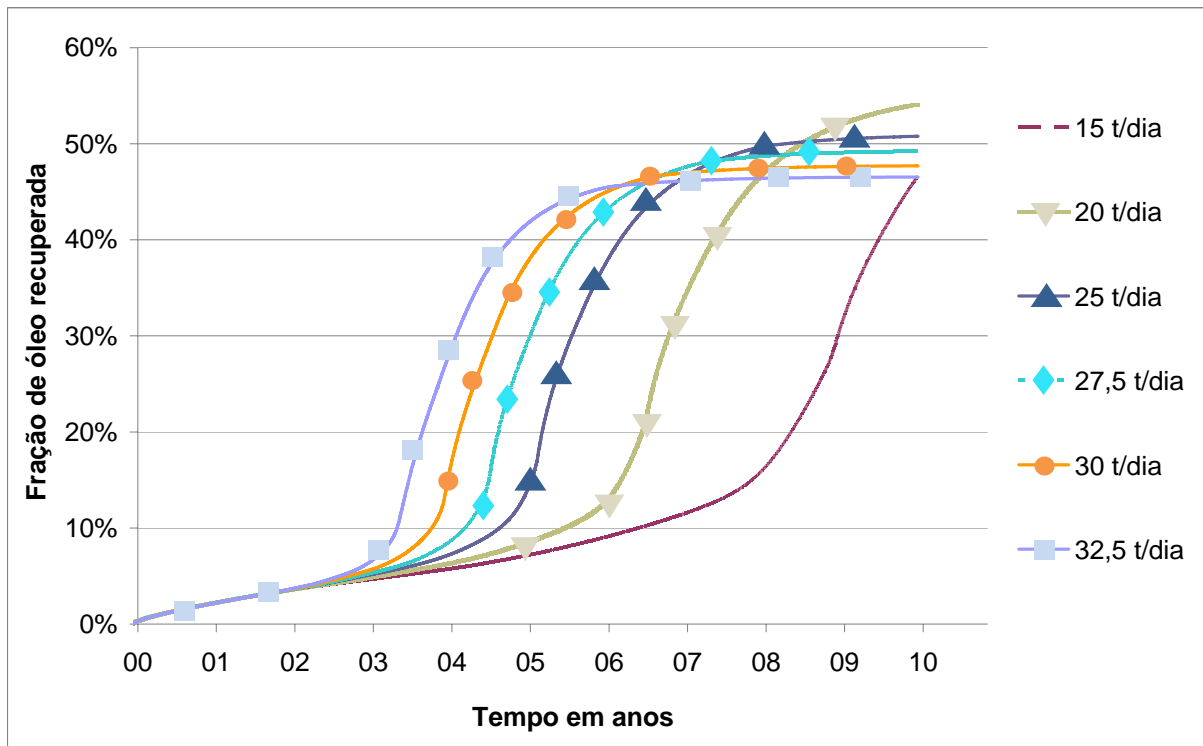


Figura 5.5 - Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 10 m de espessura de zona produtora de óleo

A partir das curvas produzidas mostradas na Figura 5.5 foram escolhidas as vazões de 20, 22,5 e 25 t/dia para a etapa de mudança nos parâmetros operacionais.

A Figura 5.6 apresenta o gráfico do Fator de Recuperação em função da vazão de injeção para o reservatório de 15 m de espessura de zona produtora.

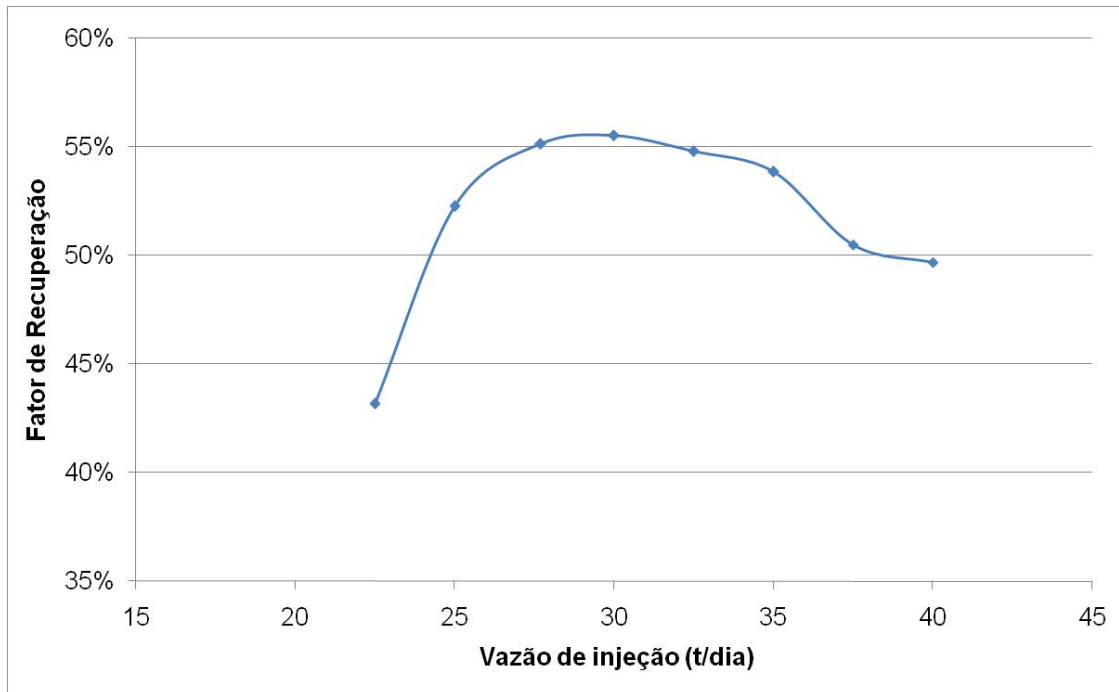


Figura 5.6 - Gráfico do Fator de recuperação em função da vazão de injeção de vapor para um reservatório de 15m de espessura (10 anos de produção)

Para o reservatório de 15 m de zona produtora, optou-se pela escolha das vazões de injeção de 22,5, 25 e 27,5 t/dia.

A Figura 5.7 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada que foram feitas para se estimar a vazão ótima de injeção para o reservatório de 15 m.

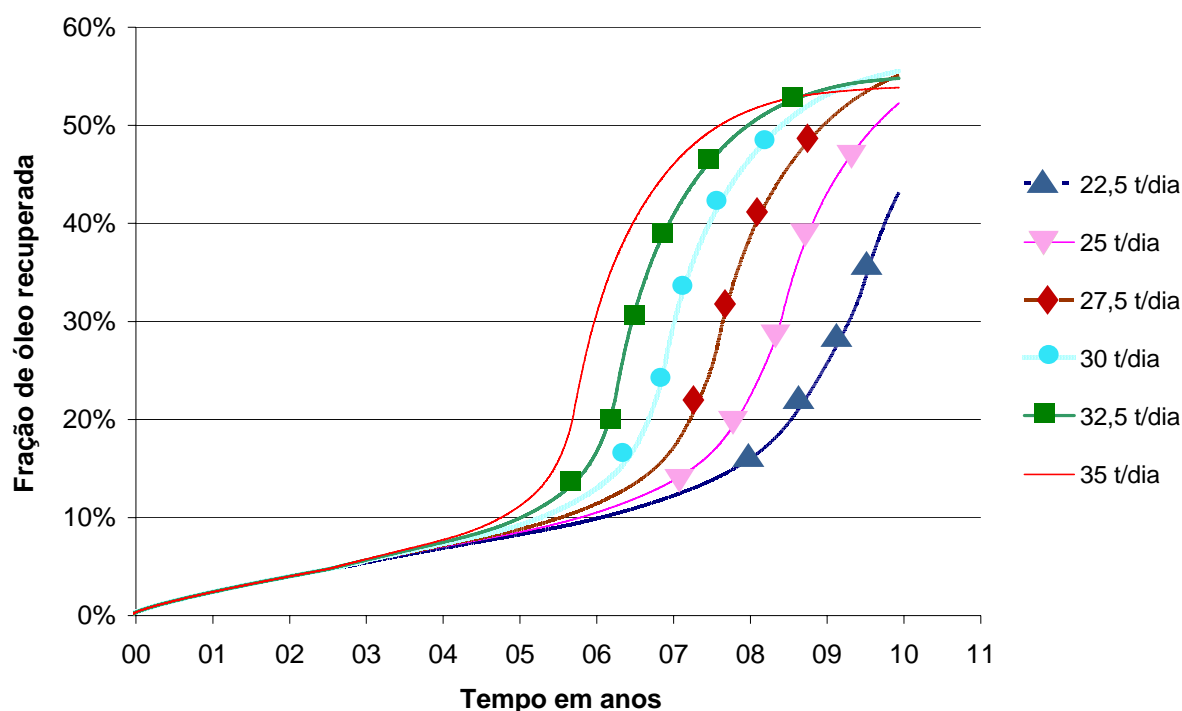


Figura 5.7 - Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório de 15 m de espessura de zona produtora de óleo

Por meio dos valores obtidos nessas curvas, foram escolhidas as vazões de 22,5, 25 e 27,5 t/dia para a etapa de avaliação dos parâmetros operacionais.

5.3 Análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório para 5 e 10 anos de produção

Foi realizada a análise de sensibilidade nos níveis mostrados na Tabela 4-4 para as 108 simulações para três faixas de espessura para 10 anos de produção. Os resultados obtidos das simulações são apresentados nas Tabelas 5-2, 5-3 e 5-4. A partir desses valores, são demonstrados os parâmetros que mais influenciaram significativamente no fator de recuperação por meio de análises estatísticas da resposta através dos diagramas de pareto e das curvas de superfície.

Tabela 5-2 - Resultados para os reservatórios de 5m de espessura de zona produtora

CASOS*	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)	N _p m ³ std 5 anos	N _p m ³ std 10 anos	FR 5 anos	FR 10 anos
7	1000	0,1	60	78,74	2418,57	2558,6	39,1%	41,3%
34	1000	0,2	60	78,74	2468,33	2570,2	39,1%	41,5%
8	1000	0,1	60	97,64	2361,55	2680,4	38,1%	43,3%
35	1000	0,2	60	97,64	2438,07	2702,7	39,4%	43,7%
4	1000	0,1	30	78,74	3010,21	3128,9	48,6%	50,5%
31	1000	0,2	30	78,74	3062,19	3156,7	49,5%	51,0%
9	1000	0,1	60	190,00	1271,7	3218,6	20,5%	52,9%
5	1000	0,1	30	97,64	3001,82	3239,5	48,5%	52,34%
32	1000	0,2	30	97,64	3064,33	3272,6	49,5%	52,9%
36	1000	0,2	60	190,00	1428,05	3299,6	23,1%	53,3%
61	3000	0,1	60	78,74	3461,36	3467,9	55,9%	56,0%
88	3000	0,2	60	78,74	3488,74	3493,1	56,4%	56,4%
1	1000	0,1	10	78,74	3446,69	3539,7	55,7%	57,2%
62	3000	0,1	60	97,64	3551,51	3556,9	57,4%	57,5%
28	1000	0,2	10	78,74	3486,81	3560,8	56,3%	57,5%
89	3000	0,2	60	97,64	3576,59	3581,5	57,8%	57,9%
2	1000	0,1	10	97,64	3450,69	3631,9	55,8%	58,7%
29	1000	0,2	10	97,64	3497,25	3657,3	56,5%	59,1%
6	1000	0,1	30	190,00	2373,73	3756,5	38,3%	60,7%
33	1000	0,2	30	190,00	2495,13	3806,8	40,3%	61,5%
90	3000	0,2	60	190,00	3704,26	3964,9	59,8%	64,1%
63	3000	0,1	60	190,00	3659,02	3969,98	59,1%	64,1%
58	3000	0,1	30	78,74	3981,57	3981,6	64,3%	64,3%
85	3000	0,2	30	78,74	4007,29	4007,3	64,7%	64,7%
59	3000	0,1	30	97,64	4055,71	4056,3	65,5%	65,5%
86	3000	0,2	30	97,64	4079,52	4079,5	65,9%	65,91%
3	1000	0,1	10	190,00	3000,95	4085,9	48,5%	66,0%
30	1000	0,2	10	190,00	3048,32	4118,6	49,2%	66,5%
55	3000	0,1	10	78,74	4315,75	4315,7	69,7%	69,7%
82	3000	0,2	10	78,74	4329,56	4329,6	69,9%	69,9%
56	3000	0,1	10	97,64	4378,09	4378,1	70,7%	70,7%
83	3000	0,2	10	97,64	4390,06	4390,1	70,9%	70,9%
60	3000	0,1	30	190,00	4216,18	4401,4	68,1%	71,1%
87	3000	0,2	30	190,00	4249,44	4408,9	68,6%	71,2%
57	3000	0,1	10	190,00	4532,43	4672,5	73,2%	75,5%
87	3000	0,2	30	190,00	4554,79	4678,1	73,6%	75,6%

*O volume de óleo *in place* utilizado para os reservatórios foi de 6.189,4 m³ std.

A partir dos valores do fator de recuperação obtidos em ordem crescente, foram escolhidos os casos correspondentes ao cenário ruim (7), (C-E5D140Q25 - de acordo com a nomenclatura adotada na Tabela 4-5), caso intermediário (2), (B-E5D140Q25) e satisfatório (87), (A-E5D140Q25). O mesmo procedimento foi adotado para o restante dos modelos analisados (10 m e 15 m). A distância entre poços (D) e a vazão de injeção (Q) foram estudados na seção 5.4 para as diferentes espessuras dos cenários escolhidos.

Tabela 5-3- Resultados para um reservatório de 10m de espessura de zona produtora

CASOS*	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)	N _p m ³ std 5 anos	N _p m ³ 10 anos	FR 5 anos	FR 10 anos
43	1000	0,2	60	78,74	1871,35	7025,4	13,5%	50,8%
16	1000	0,1	60	78,74	5339,18	7115,4	38,6%	51,4
44	1000	0,2	60	97,64	1537,95	7178,9	11,1%	51,9%
17	1000	0,1	60	97,64	4181,21	7241,3	30,2%	52,3%
18	1000	0,1	60	190,00	1433,33	7794,9	10,4%	56,3%
45	1000	0,2	60	190,00	1234,82	7862,6	8,9%	56,8%
40	1000	0,2	30	78,74	5478,73	8311,1	39,6%	60,1%
13	1000	0,1	30	78,74	7254,64	8326,8	52,4%	60,2%
14	1000	0,1	30	97,64	6754,74	8473,5	48,8%	61,2%
41	1000	0,2	30	97,64	4902,86	8493,9	35,4%	61,4%
70	3000	0,1	60	78,74	7265,89	8778,1	52,5%	63,4%
97	3000	0,2	60	78,74	7291,41	8807,3	52,7%	63,7%
71	3000	0,1	60	97,64	6935,41	8849,8	50,1%	63,9%
98	3000	0,2	60	97,64	6863,31	8867,3	49,6%	64,1%
99	3000	0,2	60	190,00	4187,69	9094,7	30,3%	65,7%
15	1000	0,1	30	190,00	3504,57	9098,2	25,3%	65,8%
42	1000	0,2	30	190,00	1929,75	9124,1	13,9%	65,9%
10	1000	0,1	10	78,74	7527,48	9161,6	54,4%	66,2%
72	3000	0,1	60	190,00	4082,04	9162,9	29,5%	66,2%
37	1000	0,2	10	78,74	7811,2	9213,0	56,5%	66,6%
11	1000	0,1	10	97,64	7109,43	9312,0	51,4%	67,3%
38	1000	0,2	10	97,64	7491,81	9366,2	54,2%	67,7%
67	3000	0,1	30	78,74	9285,84	9679,5	67,1%	69,9%
94	3000	0,2	30	78,74	9390,4	9722,9	67,9%	70,2%
68	3000	0,1	30	97,64	9220,83	9753,0	66,6%	70,5%
95	3000	0,2	30	97,64	9344,48	9792,3	67,5%	70,8%
12	1000	0,1	10	190,00	4328,48	9844,2	31,3%	71,2%
39	1000	0,2	10	190,00	4522,59	9873,5	32,9%	71,4%
96	3000	0,2	30	190,00	7634,63	10036,8	55,2%	72,5%
69	3000	0,1	30	190,00	7834,1	10080,6	56,6%	72,9%
64	3000	0,1	10	78,74	10266,3	10342,8	74,2%	74,8%
91	3000	0,2	10	78,74	10291,6	10380,3	74,4%	75,3%
65	3000	0,1	10	97,64	10314,7	10436,2	74,6%	75,4%
92	3000	0,2	10	97,64	10312,9	10451,2	74,5%	75,5%
93	3000	0,2	10	190,00	9992,89	10711,2	72,2%	77,4%
66	3000	0,1	10	190,00	10007,5	10733,7	72,3%	77,6%

*O volume de óleo *in place* utilizado para os reservatórios foi de 13.834 m³ std

No conjunto de simulações da Tabela 5-3 os casos escolhidos foram: o número 43 (C-E10D140Q25), o 98 (B-E10D140Q25) e o 66 (A-E10D140Q25).

Tabela 5-4 – Resultados para um reservatório de 15m de espessura de zona produtora

CASOS*	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)	N _p m ³ std 5 anos	N _p m ³ std 10 anos	FR m ³ std 5 anos	FR m ³ std 10 anos
54	1000	0,2	60	190,00	1824,82	11331,5	8,4%	52,3%
27	1000	0,1	60	190,00	1993,96	11636,4	9,2%	53,7%
53	1000	0,2	60	97,64	1867,7	11788,4	8,6%	54,4%
52	1000	0,2	60	78,74	1925,52	11888	8,9%	54,8%
25	1000	0,1	60	78,74	2135,44	12100,7	9,8%	55,8%
26	1000	0,1	60	97,64	2040,01	12130,1	9,4%	55,9%
49	1000	0,2	30	78,74	2452	13806,1	11,3%	63,7%
22	1000	0,1	30	78,74	3379,02	13895	15,6%	64,1%
50	1000	0,2	30	97,64	2317,99	13908	10,7%	64,1%
23	1000	0,1	30	97,64	2503,78	13995,4	11,5%	64,6%
51	1000	0,2	30	190,00	1967,94	14389,9	9,1%	66,4%
24	1000	0,1	30	190,00	2197,29	14414,3	10,1%	66,5%
106	3000	0,2	60	78,74	7702,89	14616	35,5%	67,4%
79	3000	0,1	60	78,74	7940,15	14643,1	36,6%	67,5%
80	3000	0,1	60	97,64	4889,91	14684,3	22,6%	67,7%
81	3000	0,1	60	190,00	4414,41	14849,2	20,4%	68,5%
108	3000	0,2	60	190,00	4448,64	14652,4	20,5%	68,6%
107	3000	0,2	60	97,64	4807,02	14606	22,2%	68,7%
19	1000	0,1	10	78,74	6349,69	15002,2	29,3%	69,2%
46	1000	0,2	10	78,74	5936,21	15064,9	27,4%	69,5%
20	1000	0,1	10	97,64	3121,11	15172,7	14,4%	69,9%
47	1000	0,2	10	97,64	4103,81	15249,9	18,9%	70,3%
103	3000	0,2	30	78,74	11483,3	15832,4	52,9%	73,0%
21	1000	0,1	10	190,00	2399,33	15851,2	11,1%	73,1%
76	3000	0,1	30	78,74	11738,4	15851,8	54,1%	73,1%
104	3000	0,2	30	97,64	8858,84	15861,2	40,8%	73,2%
48	1000	0,2	10	190,00	2507,45	15865,3	11,6%	73,2%
77	3000	0,1	30	97,64	9407,65	15894,9	43,4%	73,3%
105	3000	0,2	30	190,00	6380,63	15983,8	29,4%	73,7%
78	3000	0,1	30	190,00	5982,82	16127,8	27,6%	74,4%
100	3000	0,2	10	78,74	15265,3	16659,6	70,4%	76,8%
73	3000	0,1	10	78,74	15092,1	16667,8	69,6%	76,8%
74	3000	0,1	10	97,64	14636,5	16711,1	67,5%	77,1%
101	3000	0,2	10	97,64	14848,9	16736,3	68,5%	77,2%
75	3000	0,1	10	190,00	9876,6	16951,4	45,5%	78,2%
102	3000	0,2	10	190,00	10105	16954,8	46,6%	78,2%

*O volume de óleo *in place* utilizado para os reservatórios foi de 21.679 m³

Para os reservatórios de 15 m os casos escolhidos foram: 54 (C-E15D140Q25), 23 (B-E15D140Q25) e 102 (A-E15D140Q25).

A nomenclatura adotada dos reservatórios escolhidos estão resumidos na Tabela 5-5.

Tabela 5-5 Quadro de resumo da nomenclatura adotada com os reservatórios referentes

Reservatório	Nomenclatura correspondente	FR (%)
7	C-E5D140Q25	41,3
2	B-E5D140Q25	58,7
87	A-E5D140Q25	75,6
43	C-E10D140Q25	50,8
98	B-E10D140Q25	64,1
66	A-E10D140Q25	77,6
54	C-E15D140Q25	52,2
23	B-E15D140Q25	64,6
102	A-E15D140Q25	78

A Figura 5.8 tem a finalidade de apresentar os efeitos dos parâmetros de reservatório e as iterações lineares e quadráticas no fator de recuperação para 10 anos de produção.

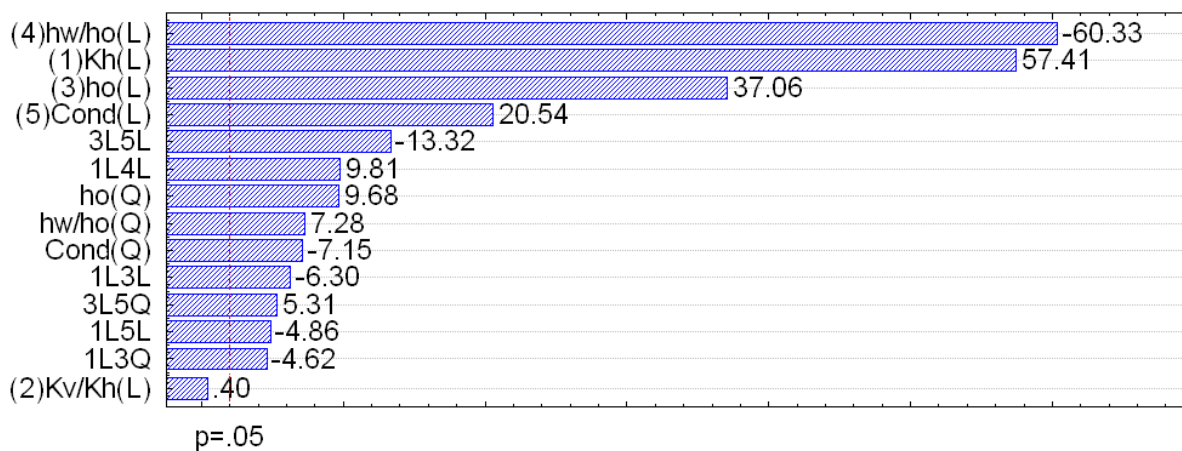


Figura 5.8 - Gráfico de Pareto para um fator de recuperação de 10 anos para uma vazão de 25t/dia.

Para 10 anos de simulação, o diagrama de Pareto mostra estatisticamente o conjunto de variáveis, bem como as combinações lineares e quadráticas destas que mais influenciaram em ordem decrescente de importância no Fator de recuperação de óleo (FR). A razão entre a zona de água e zona de óleo foi o parâmetro de reservatório que influenciou mais significativamente no fator de recuperação neste período de 10 anos. Os resultados estatísticos mostraram que um aumento linear desta variável proporcionou diminuições no fator de recuperação de óleo. Entretanto, o efeito quadrático desta variável resultou em melhorias no fator de recuperação. A permeabilidade horizontal foi o segundo parâmetro mais significativo. Para esta variável, maiores valores melhoraram a recuperação de óleo. A influência linear e quadrática da espessura da zona produtora proporcionou melhorias no fator de recuperação. Maiores valores da espessura da zona produtora de óleo melhoram o fator de recuperação ao final de anos de produção. A condutividade térmica, de forma linear, melhorou o fator de recuperação final de óleo. Por outro lado o efeito quadrático desta variável provocou decréscimos no fator de recuperação de óleo. A razão entre a permeabilidade vertical e horizontal desempenhou uma influência positiva recuperação de óleo pouco significativa. Neste caso, maiores valores de K_v/K_h melhoraram o fator de recuperação de forma bastante discreta. O efeito linear da combinação entre a espessura da zona produtora de óleo e a condutividade térmica da rocha teve influência positiva no fator de recuperação de óleo. Além disso, a combinação linear entre a permeabilidade horizontal (K_h) e a razão H_w/H_o também melhoraram o FR.

A Figura 5.9 representa as curvas de nível das interações entre os parâmetros analisados para 10 anos de produção. A região em vermelho representa os pontos onde estão situadas os valores das variáveis que influenciam positivamente nas melhores respostas no fator de recuperação.

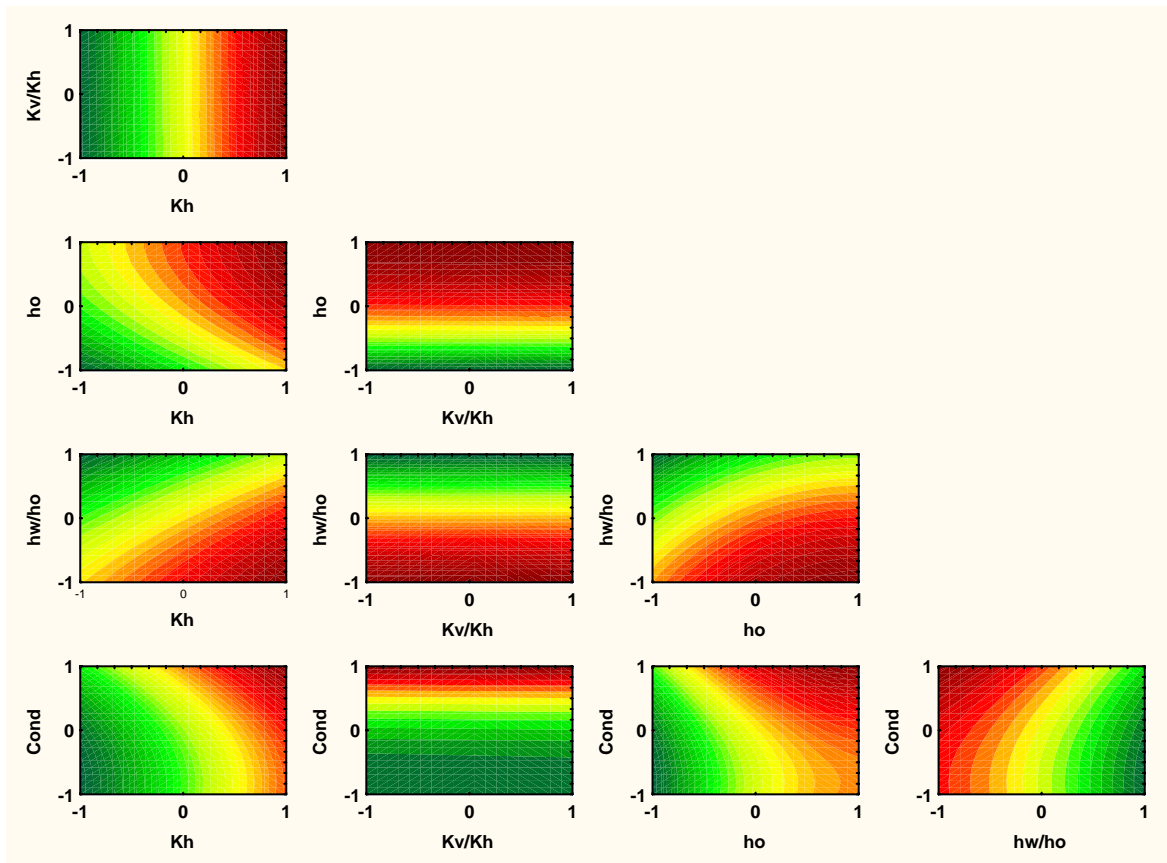


Figura 5.9 – Curvas de nível dos parâmetros de reservatório para 10 anos de produção

Analisando qualitativamente as curvas de nível correspondentes a etapa dos parâmetros operacionais, observa-se que os reservatórios que estatisticamente apresentaram maiores valores de permeabilidade vertical (1 - 300 mD) proporcionaram melhores fatores de recuperação de óleo. Além disso, aqueles de maior espessura de zona produtora de óleo (1 - 15 m) também tiveram bons desempenhos nesta variável resposta. A mesma observação pode ser constatada para maiores valores de condutividade térmica (1 - 4,15 W/mK). Já para a razão entre a zona de água e de óleo (HW/HO), verificou-se que de uma forma geral, maiores valores dessa variável (1 - 60% da espessura da zona produtora) foram associados estatisticamente a menores desempenhos na variável FR (Fator de Recuperação). Com relação

a variável K_v/K_h , as curvas de nível mostram do ponto de vista qualitativo a não sensibilidade do FR para os diferentes valores desta variável de reservatório.

A seguir, são demonstradas as curvas de fração de óleo recuperada para um reservatório de 10m de zona produtora.

5.3.1 Análise dos parâmetros de reservatório para um modelo de 10 metros de zona de óleo a partir dos critérios de fator de recuperação e volume poroso injetado

A Figura 5.10 tem por objetivo analisar a influência da permeabilidade horizontal, mantidos fixos todos os demais parâmetros de reservatório (H_0 , H_w/H_0 e $Cond$), com exceção da razão K_v/K_h que variou na mesma proporção desta variável analisada, no fator de recuperação a partir do volume poroso injetado.

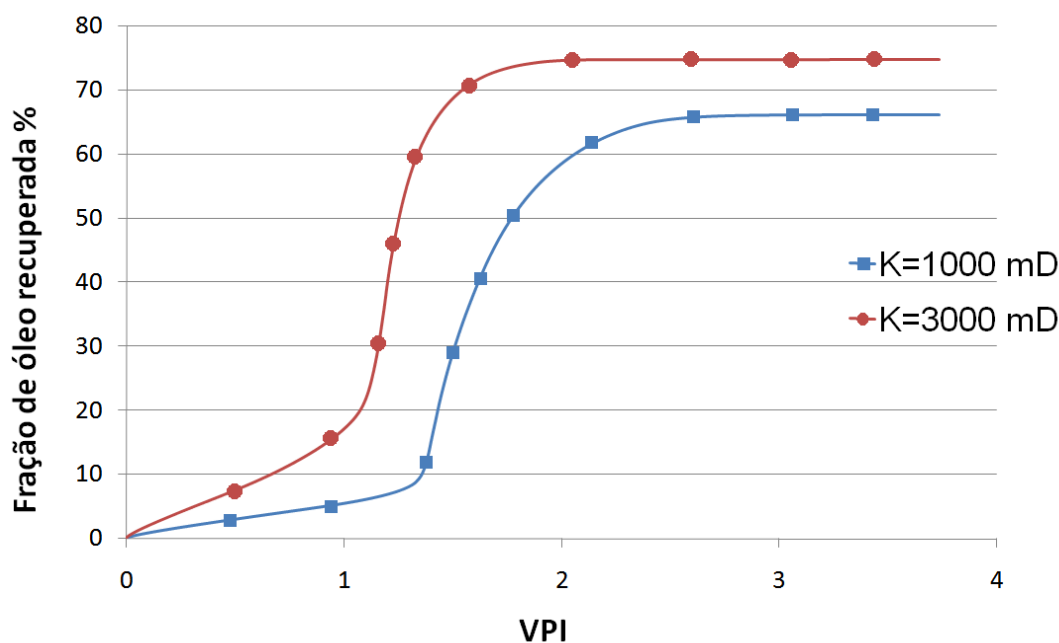


Figura 5.10 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de permeabilidade

Ao se analisar a influência da permeabilidade no fator de recuperação de óleo, observou-se que a permeabilidade de 3.000 mD proporcionou melhores fatores de recuperação do que para valores de 1000 mD durante todo o tempo de recuperação. A Figura 5.10 mostra este efeito. Houve também uma menor quantidade de volume de vapor injetado nos espaços porosos para reservatório de maior permeabilidade do que para de menor. Este resultado também se repetiu para as faixas de espessura de 5 e 15m respectivamente.

A Figura 5.11 é referente à influência da variável K_v/K_h quando se avalia o volume poroso injetado em relação a Fração de óleo recuperada.

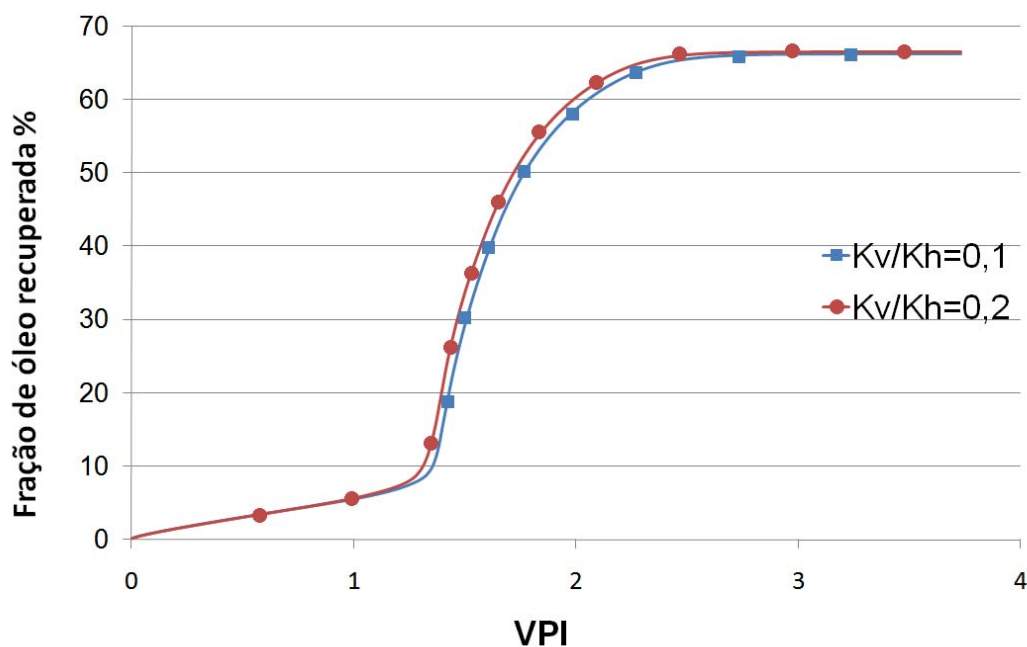


Figura 5.11 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para duas faixas de razões de permeabilidade

Os resultados desta variável não mostraram influência significativa na recuperação final de óleo em função do VPI. Resultados similares também foram observados para as demais faixas de espessuras.

A Figura 5.12 mostra o comportamento da saturação de óleo para dois valores de K_v/K_h .

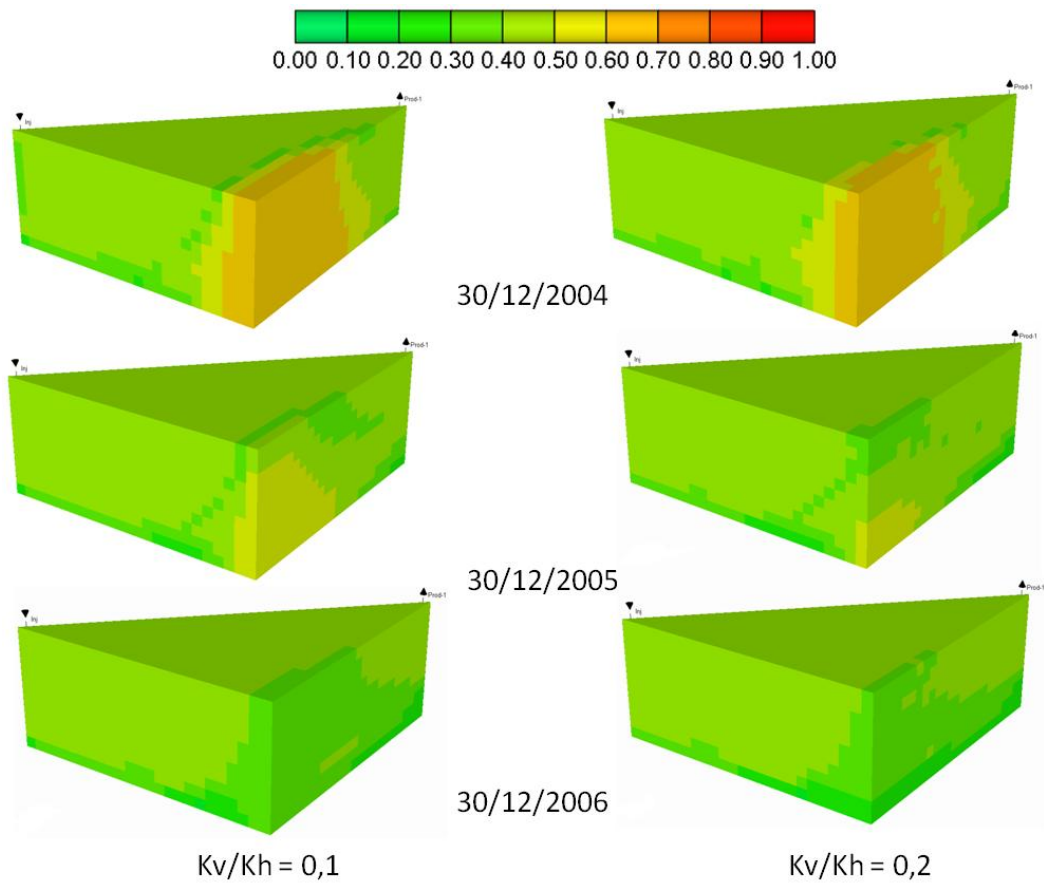


Figura 5.12 – Mapa de saturação para dois valores de K_v/K_h

De acordo com a Figura 5.12, houve um maior efeito de varredura para os três anos analisados para o reservatório que apresentou uma relação K_v/K_h de 0,2 do que de 0,1.

A Figura 5.13 descreve o comportamento das razões entre a zona de água e de óleo (H_w/H_o) em três diferentes valores a serem analisados em função do VPI (volume poroso injetado).

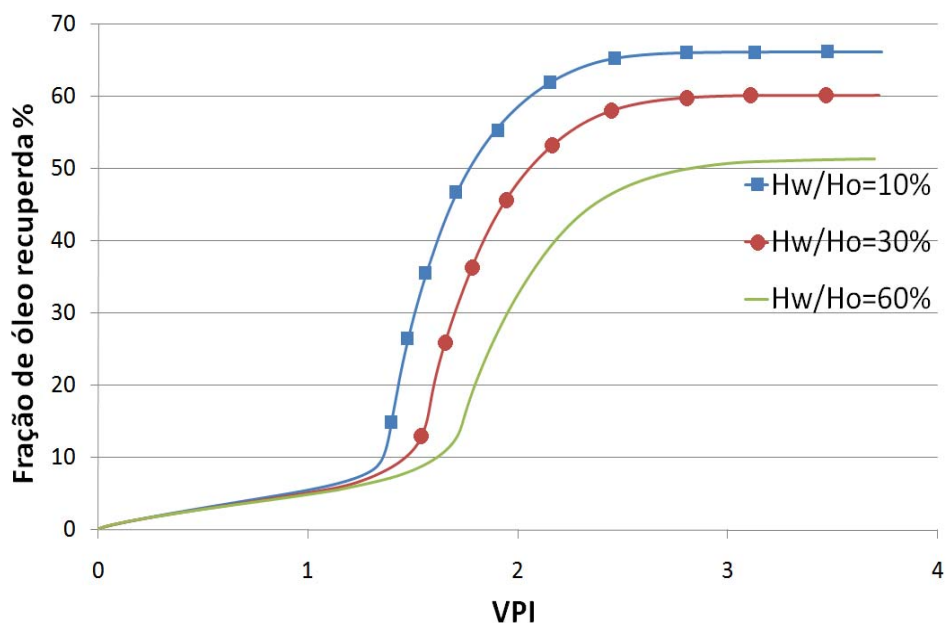


Figura 5.13 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes razões de zona de água e óleo.

A análise da influência da zona de aquífero demonstrou que a presença dessa variável em maiores valores resultou em menores fatores de recuperação final de óleo. Essa tendência se repetiu em todos os casos analisados. Segundo os resultados, a presença de zonas de água, antecipam a produção deste fluido em vez de óleo, diminuindo o Fator de Recuperação no final de 10 anos.

A seguir a Figura 5.14, mostra os mapas de saturação para os reservatórios de 10% e 60% de zona de água.

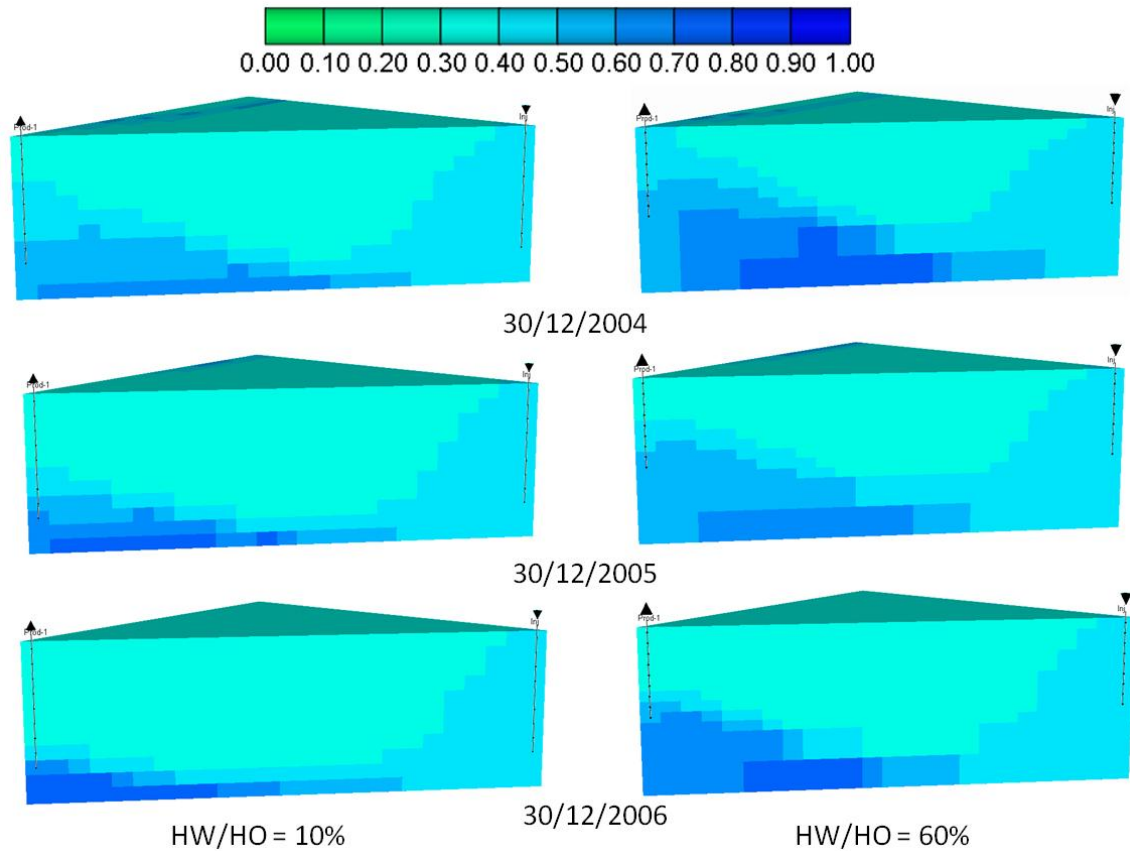


Figura 5.14 – Mapas de saturação de água para duas faixas de HW/HO

De acordo com a Figura 5.14, isto acontece porque existe uma maior quantidade de água no reservatório de 60% de zona de água do que no de 10%. Uma vez que a mobilidade da água é maior do que a do óleo, ela começa a ser produzida de forma mais rápida do que o óleo. Novamente os resultados também se repetiram para as outras duas faixas de espessura estudadas (5 e 15m).

A Figura 5.15 é referente ao comportamento da Fração de óleo Recuperada em função do VPI para três espessuras das zonas produtoras de óleo.

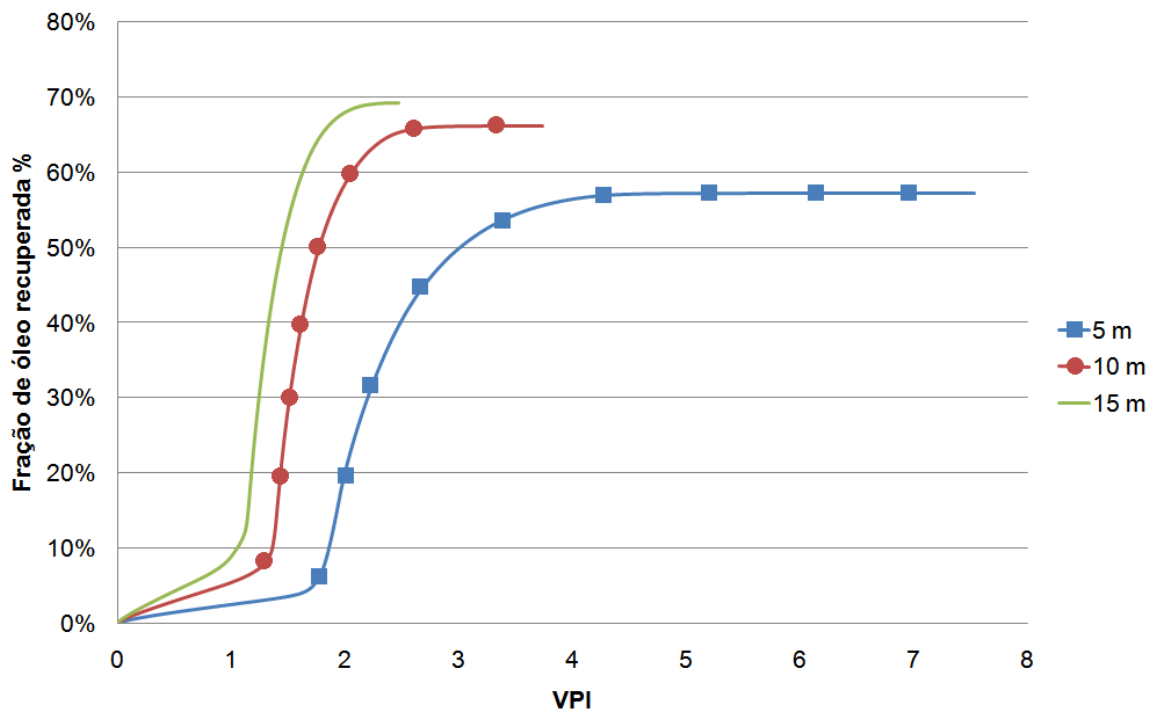


Figura 5.15 - Gráfico da fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes espessuras de zona de água e óleo.

De acordo com os valores obtidos, a fração de óleo recuperada foi maior para os reservatórios de maior espessura. Além disso, ela manteve-se praticamente constante ao final da produção para os três casos analisados, variando-se somente o volume poroso injetado em função da espessura do reservatório estudado.

A Figura 5.16 apresenta os mapas de saturação para dois reservatórios de 5 m e 15 m de zona produtora de óleo.

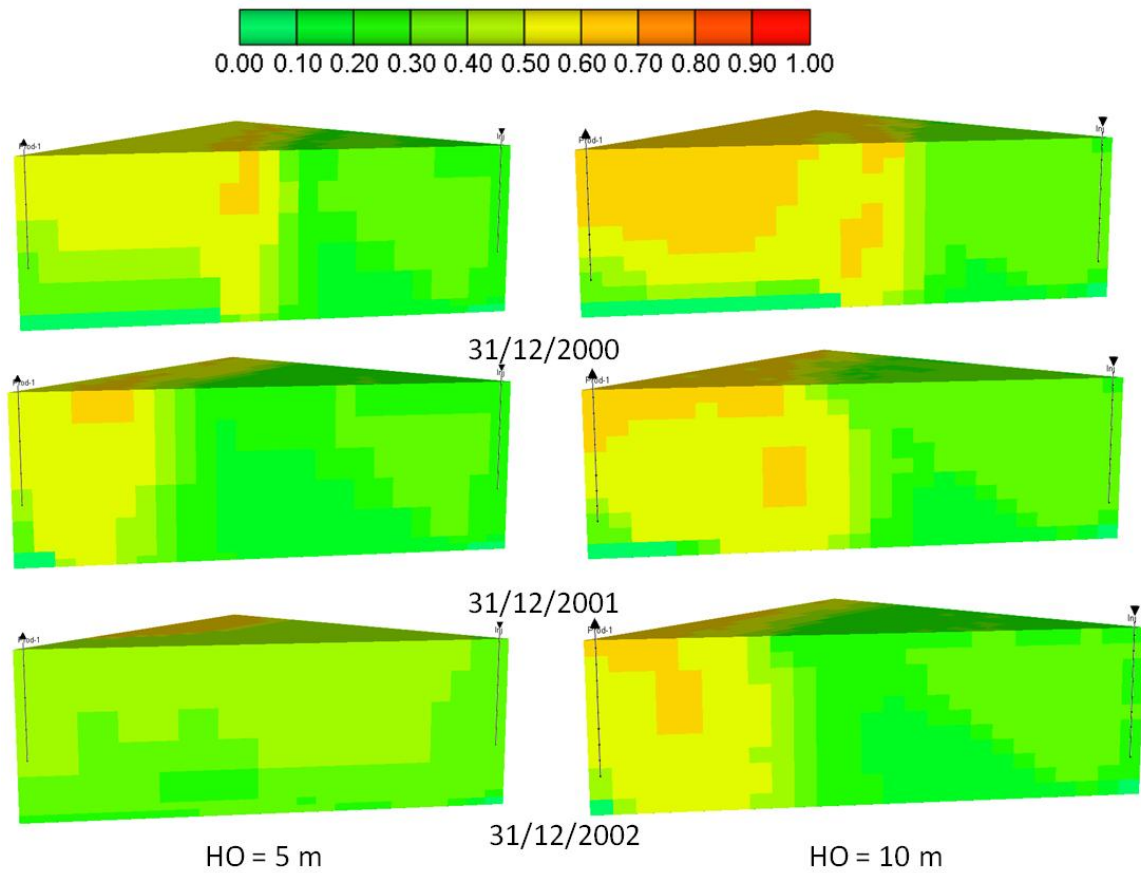


Figura 5.16 – Mapa de saturação de óleo para duas faixas de espessura de zona produtora

Como se pode observar, o reservatório de 10 m de espessura de óleo possui uma maior quantidade de óleo saturado do que aquele de 5 m. Neste caso, a maior fração de óleo recuperada é justificada pela maior quantidade de petróleo presente no reservatório de 10 m do que aquele de 5 m.

A Figura 5.17 representa o comportamento da Fração de Óleo Recuperada em função do VPI para três valores de condutividade térmica estudadas.

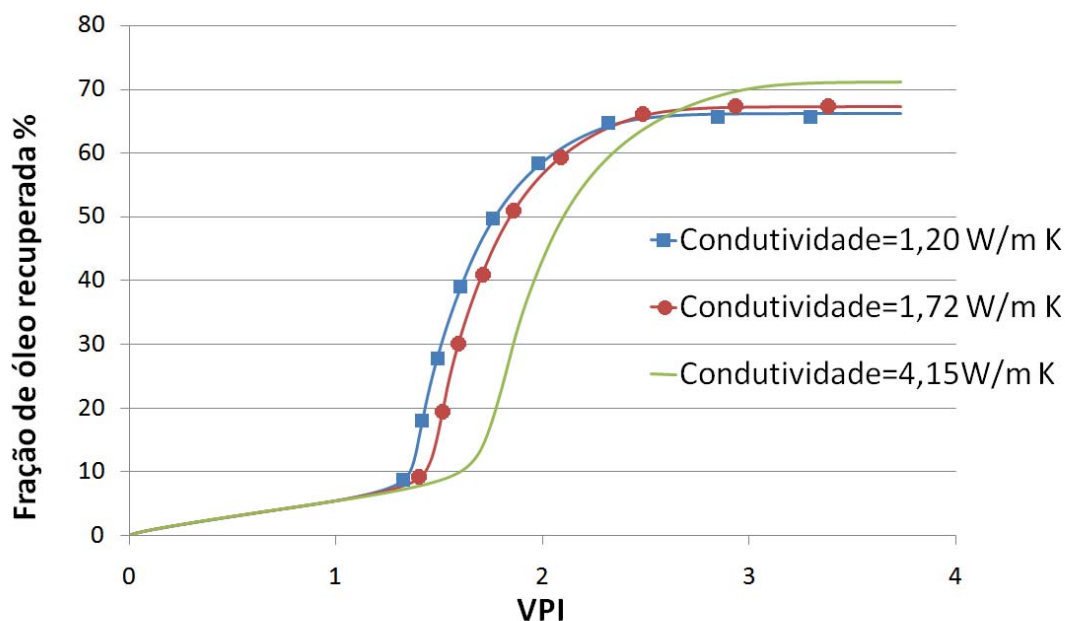


Figura 5.17 - Gráfico do fração recuperada de óleo em função do VPI para três diferentes condutividades térmicas

Na análise da Fração de Óleo Recuperada da Figura 5.17 que correlaciona o fator de recuperação em função do volume poroso injetado para diferentes condutividades térmicas para o reservatório de 10 m, observou-se que para valores de VPI fixos variando até 2,5, a condutividade térmica teve influência negativa. Esse comportamento ocorreu entre o 4º e 7º anos respectivamente e pode ser observado a partir da Figura 5.18, ou seja, menores valores de condutividade térmica resultaram em melhores recuperações. A partir do 7º ano, os resultados indicam que, de forma bastante discreta, condutividades térmicas maiores melhoram o fator de recuperação. Menores valores de condutividade resultaram em menores perdas de calor para as formações adjacentes aumentando, portanto, o fator de recuperação do óleo até um limite do volume de fluido injetado na formação. Uma vez atingido esse limite de VPI, o efeito da maior condutividade térmica das rochas potencializa uma maior recuperação final de óleo.

A Figura 5.18 apresenta as curvas de produção acumulada (N_p) para reservatórios com três diferentes condutividades térmicas.

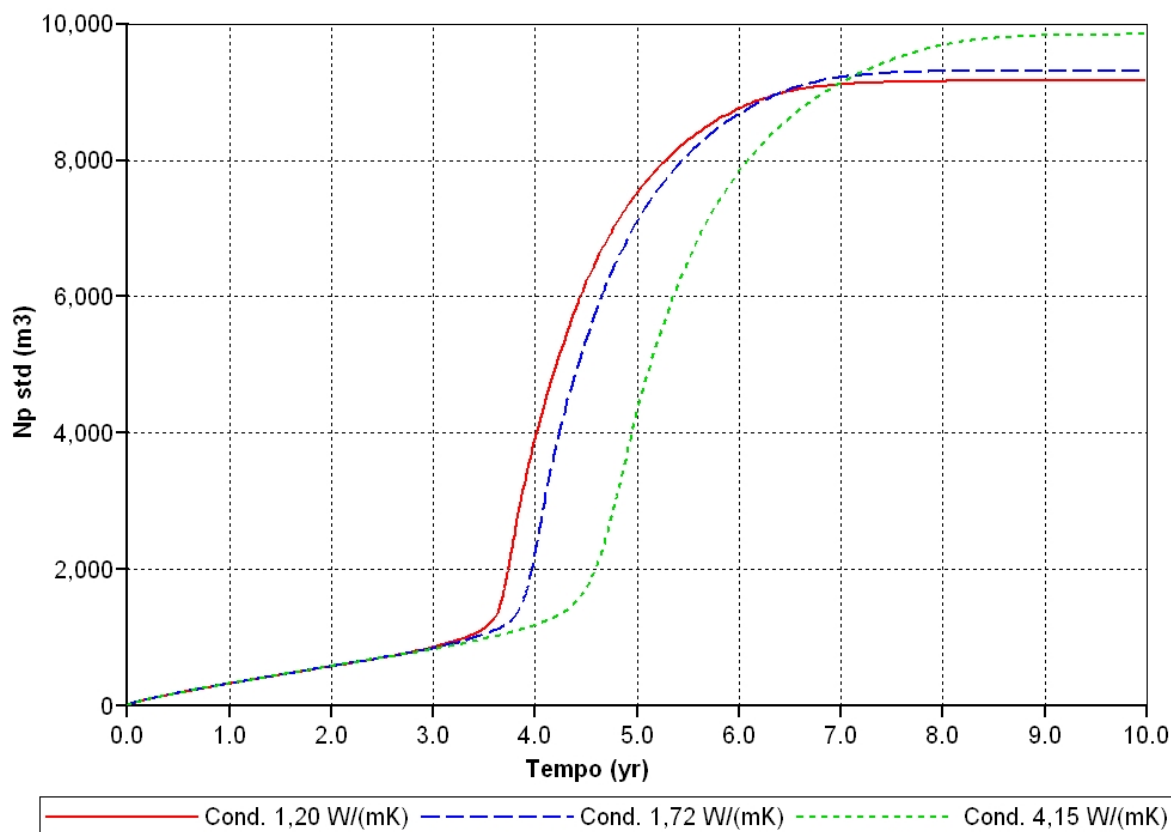


Figura 5.18 – Gráfico da produção acumulada para três faixas de condutividade térmicas estudadas

Analisando-se a Figura 5.18, verifica-se que o reservatório de maior condutividade térmica nas camadas adjacentes apresentou uma maior produção acumulada.

A Tabela 5-6 demonstra as perdas de calor médias do reservatório anuais para as duas faixas de condutividades térmicas estudadas (1,2 W/m K e 4,15 W/m K). De acordo com os resultados, o reservatório que apresentou maior condutividade térmica na sua formação e camadas adjacentes apresentou maior perda de calor ao longo do período de injeção do que aquele que possuía um menor valor dessa variável estudada.

Tabela 5-6 – Perdas de calor para dois valores de condutividade térmica

Reservatório com condutividade térmica (1,2 W/mK)	Reservatório com condutividade térmica (4,1 W/mK)	
Perda de calor (BTU/dia)	Perda de calor (BTU/dia)	Período
-2906,7	-3810	29-06-2000
-3887	-4726	31-12-2000
-4525	-5317	31-12-2001
-4771	-5614	31-12-2002
-3118	-5801	31-12-2003
-3239	-4503	31-12-2004
-3267	-4431	31-12-2005
-3222	-4553	31-12-2006
-2922	-4496	31-12-2007
-2646	-4290	31-12-2008
-2448	-3954	31-12-2009

A Figura 5.19 apresenta os mapas de saturação do gás para duas faixas de condutividade térmica para três anos.

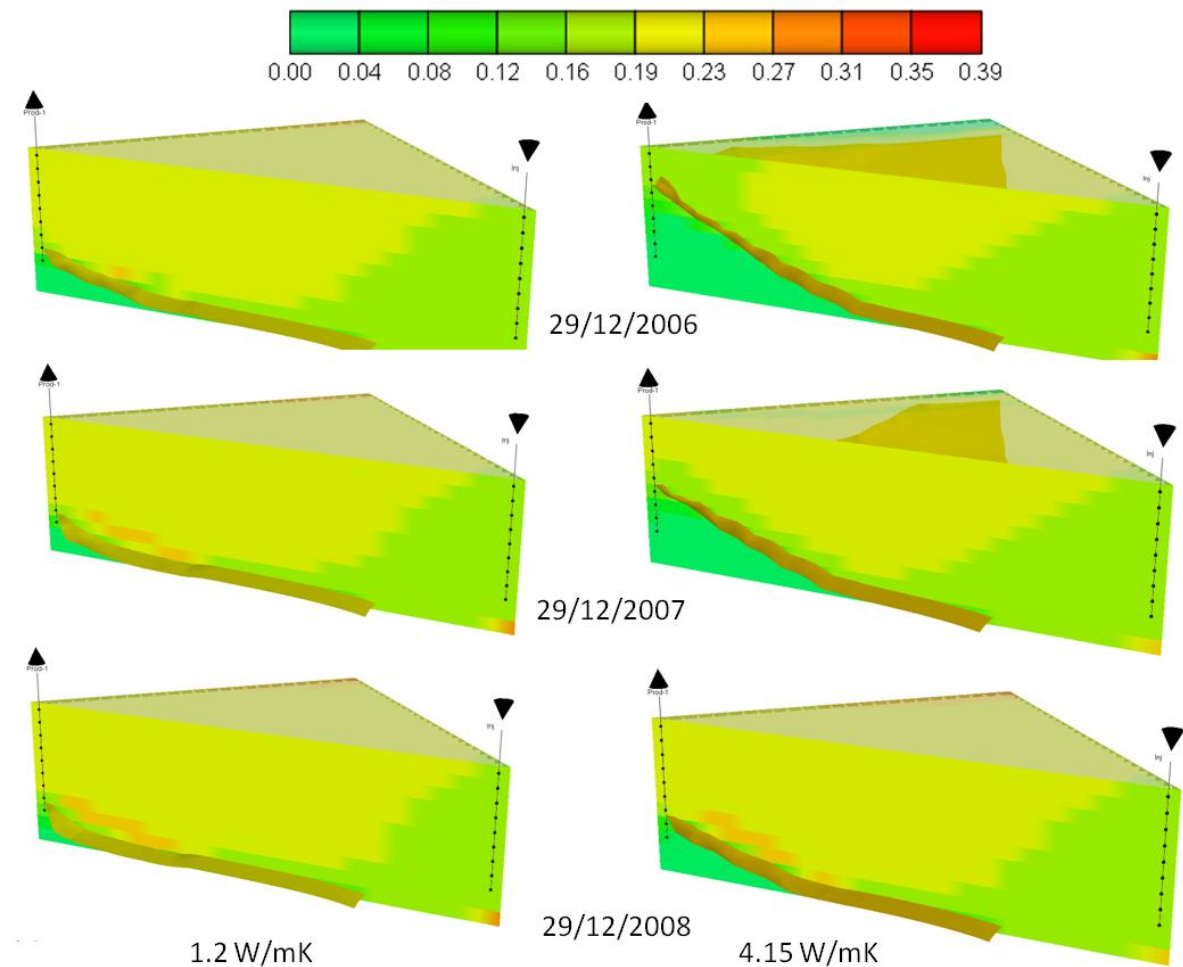


Figura 5.19 – Mapas de saturação do gás para duas faixas de condutividade térmica em três anos

Os mapas de saturação da Figura 5.19 para três anos de produção indicaram que o reservatório de menor condutividade térmica teve sua produção antecipada mais rapidamente do que o reservatório de maior condutividade térmica. No primeiro caso houve chegada do banco de gás provocado pelo maior aquecimento do reservatório em virtude de este possui menos perdas de calor para as formações adjacentes, ao passo que no segundo caso, o reservatório demorou mais tempo para depletar, entretanto não houve antecipação da produção de gás no poço produtor o que resultou numa melhor produtividade final deste reservatório.

A Figura 5.20 apresenta os valores da vazão diária de produção de óleo para duas faixas de condutividade térmica estudadas

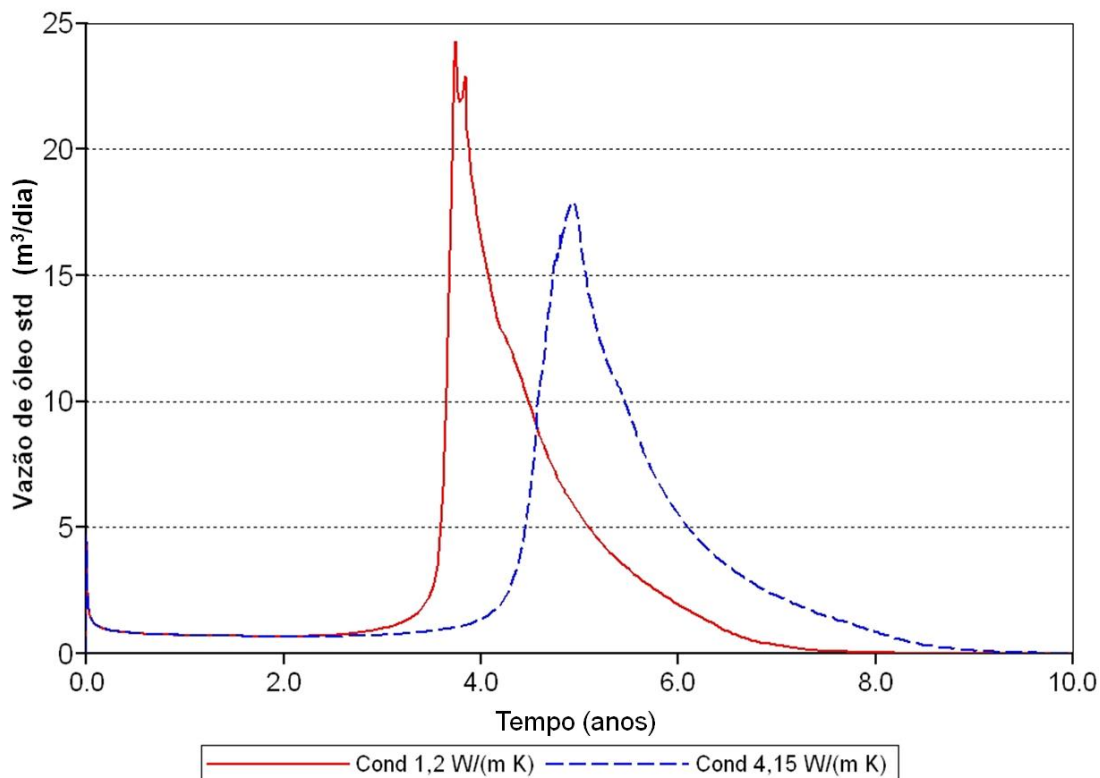


Figura 5.20 - Efeito da condutividade térmica na vazão diária de produção óleo

Ao se analisar Figura 5.20, observa-se que o reservatório de menor condutividade térmica apresentou uma maior produção diária de óleo quando comparado ao de maior condutividade, entretanto entre o 5º ano e até o final da vida produtiva o reservatório de maior condutividade térmica apresentou uma maior fração de óleo recuperada.

5.4 Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais dos modelos estudados

A partir dos resultados obtidos na etapa do estudo de avaliação dos parâmetros de reservatório, foram utilizados os casos estudados para cada faixa de espessura de reservatório para em seguida modificar os parâmetros operacionais de vazão de injeção e distância entre poços. Os modelos referentes a essas situações se encontram nas Tabelas 5-2, 5-3 e 5-4. Os casos analisados estão descritos na Tabela 5-7. O planejamento fatorial está descrito na Tabela 4-6 de materiais e métodos do planejamento.

Tabela 5-7 – Reservatórios escolhidos para a análise de sensibilidade (5, 10 e 15m)

Reservatório	FR (%)
C-E5D140Q25	41,3
B-E5D140Q25	58,7
A-E5D140Q25	75,6
C-E10D140Q25	50,8
B-E10D140Q25	64,1
A-E10D140Q25	77,6
C-E15D140Q25	52,2
B-E15D140Q25	64,6
A-E15D140Q25	78,0

Os dados da Tabela 5-8 representam os resultados das simulações feitas em termos do FR para 10 anos de produção.

Tabela 5-8- Resultados da simulação modificando-se os parâmetros operacionais dos cenários A, B e C para os reservatórios de 5, 10 e 15m de espessura

Reservatório (5m)	FR (%) 10 anos	Reservatório (10m)	FR(%) 10 anos	Reservatório (15m)	FR (%) 10 anos
A – E5D140Q15	78%	A – E10D140Q20	79%	A – E15D100Q22.5	78%
A - E5D100Q12.5	77%	A – E10D140Q22.5	78%	A – E15D100Q25	78%
A – E5D100Q15	77%	A – E10D140Q25	78%	A – E15D140Q22.5	78%
A – E5D140Q17.5	77%	A – E10D100Q20	67%	A – E15D140Q25	78%
A - E5D70Q12.5	76%	A – E10D70Q20	67%	A – E15D140Q27.5	78%
A – E5D100Q17.5	75%	A – E10D100Q22.5	66%	A – E15D100Q27.5	77%
A – E5D70Q15	74%	A – E10D70Q22.5	66%	A – E15D70Q22.5	74%
A - E5D140Q12.5	73%	A – E10D100Q25	65%	A – E15D70Q25	73%
A – E5D70Q17.5	73%	A – E10D70Q25	53%	A – E15D70Q27.5	73%
B – E5D140Q15	68%	B – E10D100Q20	66%	B – E15D100Q22.5	66%
B - E5D100Q12.5	67%	B – E10D140Q20	66%	B – E15D100Q25	65%
B - E5D140Q12.5	67%	B – E10D70Q20	66%	B – E15D140Q22.5	65%
B – E5D140Q17.5	66%	B – E10D100Q22.5	65%	B – E15D140Q25	65%
B - E5D70Q12.5	65%	B – E10D140Q22.5	65%	B – E15D100Q27.5	64%
B – E5D100Q15	64%	B – E10D70Q22.5	65%	B – E15D140Q27.5	64%
B – E5D70Q15	63%	B – E10D100Q25	64%	B – E15D70Q22.5	60%
B – E5D100Q17.5	62%	B – E10D140Q25	64%	B – E15D70Q25	58%
B – E5D70Q17.5	60%	B – E10D70Q25	63%	B – E15D70Q27.5	57%
C - E5D100Q12.5	67%	C – E10D100Q20	54%	C – E15D100Q22.5	61%
C – E5D100Q15	64%	C – E10D140Q20	54%	C – E15D70Q22.5	60%
C - E5D70Q12.5	64%	C – E10D70Q20	54%	C – E15D100Q25	59%
C – E5D70Q15	62%	C – E10D140Q22.5	53%	C – E15D70Q25	59%
C – E5D100Q17.5	61%	C – E10D100Q22.5	52%	C – E15D100Q27.5	58%
C – E5D70Q17.5	59%	C – E10D70Q22.5	52%	C – E15D70Q27.5	57%
C – E5D140Q15	53%	C – E10D100Q25	51%	C – E15D140Q27.5	55%
C - E5D140Q12.5	52%	C – E10D140Q25	51%	C – E15D140Q25	52%
C – E5D140Q17.5	50%	C – E10D70Q25	50%	C – E15D140Q22.5	43%

Analisando os ganhos em pontos percentuais no fator de recuperação a partir das Tabelas 5.7 e 5.8, os resultados mostraram melhorias significativas em alguns casos. Estes ganhos estão relacionados com a diminuição do espaçamento entre os poços e a diminuição da vazão de injeção. À medida que se tinha reservatórios de maior espessura e, portanto, maiores volumes de óleo acumulado, observaram-se efeitos menos significativos, e em alguns casos, até a diminuição no fator final de recuperação para a mudança de parâmetros operacionais que foram feitas. Os cenários escolhidos estão destacados em negrito para o estudo daqueles que ofereceram os melhores resultados.

5.4.1 Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 5m

A Os parâmetros operacionais variados neste cenário assim como nos demais foram a distância entre poços e a vazão de injeção. Esta análise consistiu no estudo da melhoria do fator de recuperação para cada cenário estudado dos reservatórios de 5 m com base na mudança dos parâmetros operacionais.

Tabela 5-9 apresenta os valores numéricos dos parâmetros operacionais para os reservatórios de 5m antes e depois das suas mudanças.. Para este caso e os demais estudados, os parâmetros de reservatório foram mantidos fixos e somente os operacionais foram variados. Os parâmetros operacionais variados neste cenário assim como nos demais foram a distância entre poços e a vazão de injeção. Esta análise consistiu no estudo da melhoria do fator de recuperação para cada cenário estudado dos reservatórios de 5 m com base na mudança dos parâmetros operacionais.

Tabela 5-9 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 5m de zona produtora

Cenário C	FR (%)	Cenário B	FR (%)	Cenário A	FR (%)
C - E5D140Q25	41	B-E5D140Q25	59	A – E5D140Q25	75%

C - E5D100Q12.5	67	B-E5D100Q12.5	67	A – E5D100Q15	77%
Ganho do FR em PP* para cenário C	26	Ganho do FR em PP para o cenário B	8	Ganho do FR em PP para o cenário A	2

*Pontos Percentuais.

5.4.1.1 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 5m

Os resultados a seguir são apresentados em relação aos reservatórios que apresentaram os menores fatores de recuperação e que depois da modificação dos parâmetros operacionais apresentaram ganhos percentuais na recuperação final de óleo.

A Figura 5.21 representa a superfície de resposta para os valores de vazão e distância entre poços analisados.

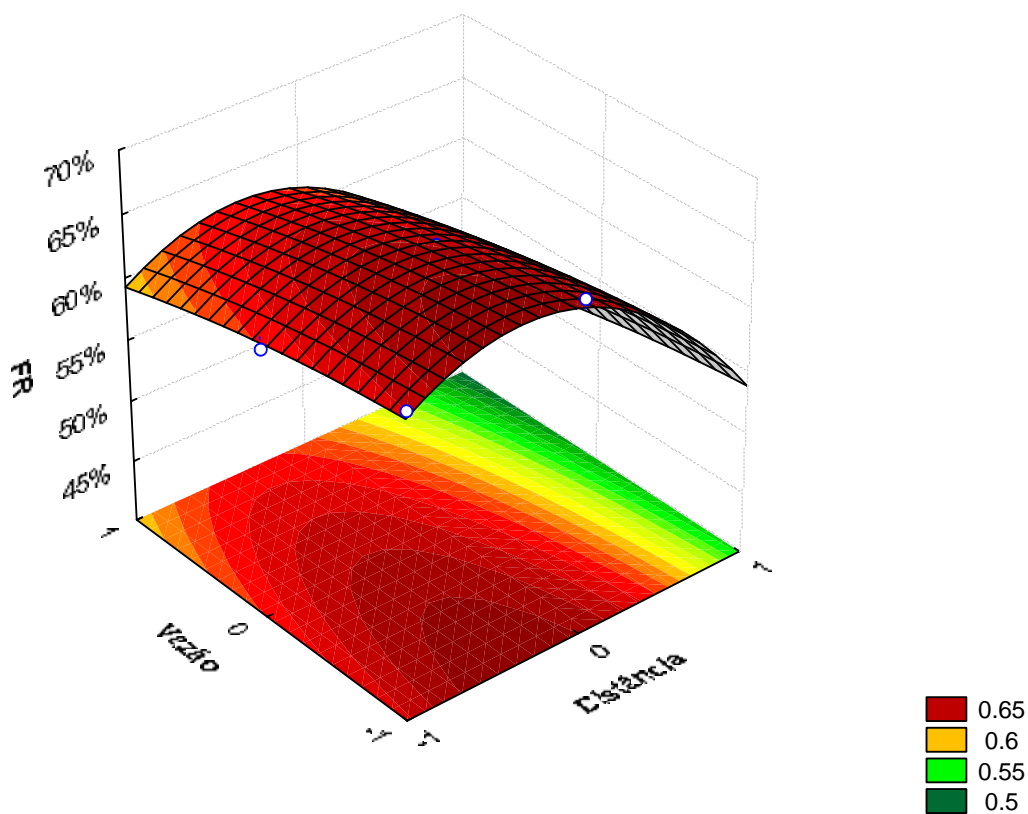


Figura 5.21 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório C

O comportamento da superfície de resposta na Figura 5.21 indica que as menores vazões em conjunto com distâncias variando de 70 a 100m entre os poços proporcionaram aumentos significativos nos fatores de recuperação de uma forma geral para este conjunto de dados. Isto pode ser evidenciado quando se analisam os padrões de cores mais escuras na cor vermelha que indicam uma região que concentra melhores fatores de recuperação. Esta observação é feita por meio das escalas numéricas adotadas em intervalos que vão de -1 a 1. O fator de recuperação é dado em valores fracionários entre 0 e 1 com intervalos de 0,05 no eixo vertical. Estas escalas serão adotadas ao longo de todo o trabalho.

As Figuras 5.22 e 5.23 apresentam os fatores de recuperação em função do tempo e do VPI antes e depois da otimização em função do tempo para o reservatórios C - E5D140Q25 e C - E5D100Q12.5.

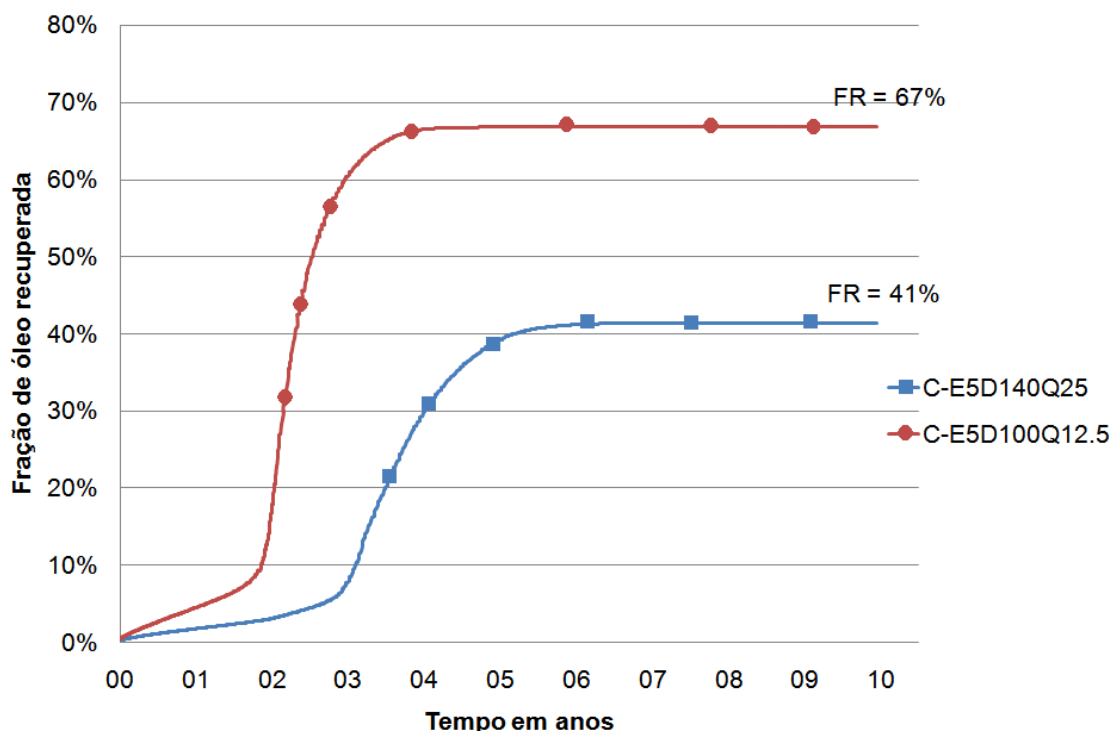


Figura 5.22 - Gráfico do fator da fração recuperada em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da otimização

Para o reservatório C - E5D100Q12.5 com espaçamento entre os poços de 100m e vazão de injeção de 12.5, os resultados mostraram um aumento de 26 pontos percentuais no fator de recuperação final de óleo. Neste caso, conseguiu-se otimizar o processo, pois o ganho final no fator de recuperação foi bastante significativo.

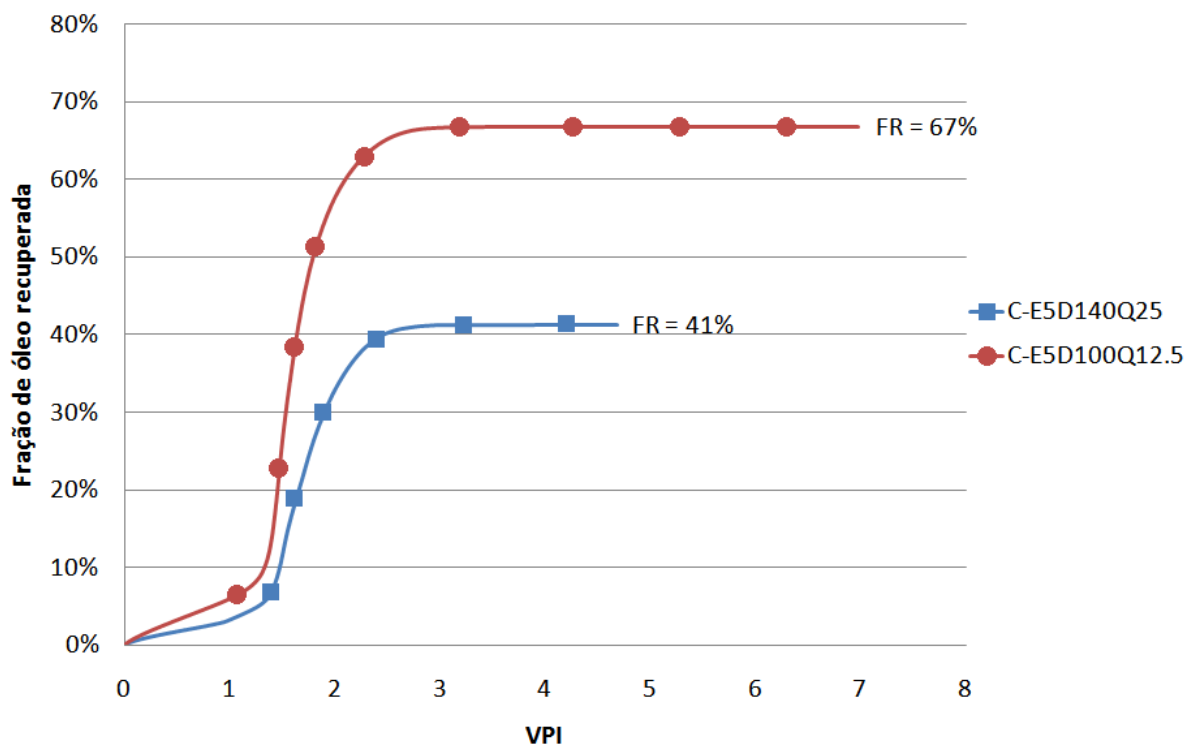


Figura 5.23 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da otimização

De acordo com a Figura 5.23, pode-se observar que houve uma melhoria significativa no fator de recuperação, houve também um aumento substancial no volume poroso injetado, encarecendo um pouco o processo, quando comparado ao modelo sem a modificação dos parâmetros operacionais.

Para as mudanças adotadas nesse cenário, os resultados obtidos foram bastante satisfatórios em termos de melhoria no FR. Conseguiu-se antecipar a produção em um ano e os gastos com vapor podem ser diminuídos se a injeção for interrompida tão logo se atinja o limite econômico caracterizado pela fração de óleo recuperada ser constante durante o tempo de injeção.

5.4.1.2 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 5m

Os resultados a seguir são para o reservatório B-E5D140Q25 considerado antes da mudança dos parâmetros como possuindo um fator de recuperação intermediário.

A análise da influência das variáveis de vazão de injeção e distância entre poços está apresentada na Figura 5.24.

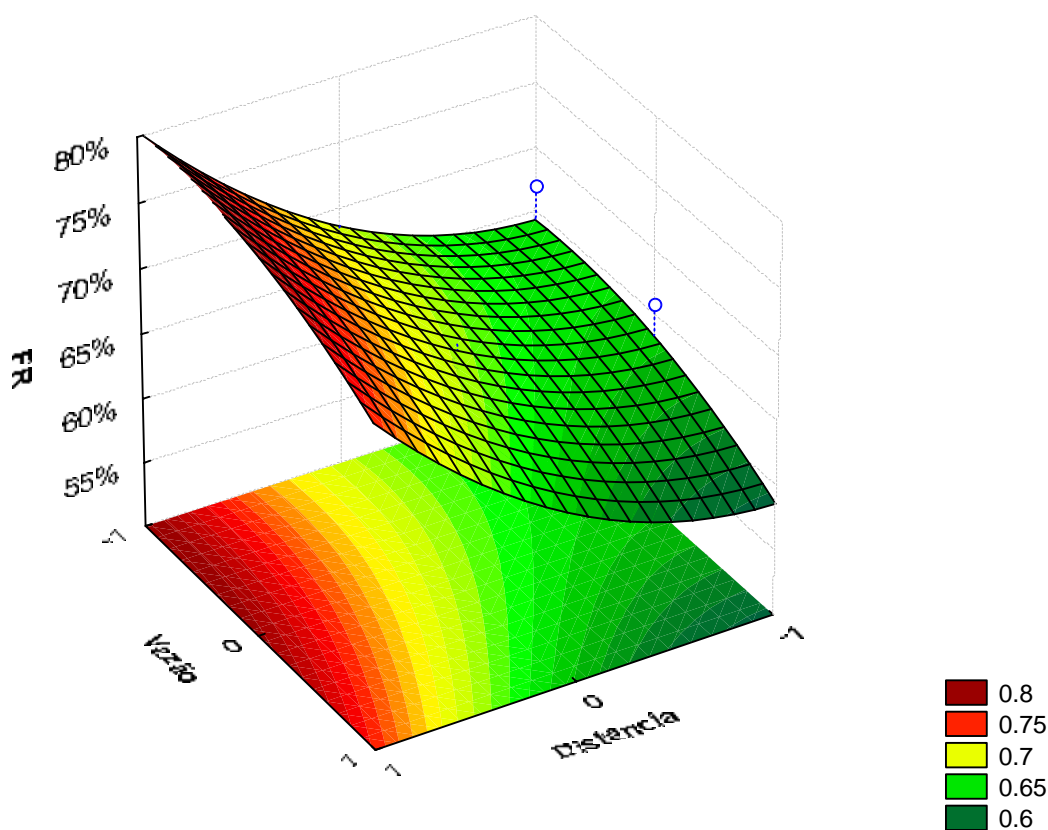


Figura 5.24 - Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório B

Conforme pode ser observado na superfície de resposta da Figura 5.24, a região ótima que proporcionou melhores recuperações de óleo está mais concentrado nas distâncias entre poços de 140 (1) a 100m (0). Enquanto as melhores vazões de injeção foram em quase todo o intervalo estudado (-1: 12,5 t/dia), (0: 15 t/dia e (1: 17,5 t/dia).

A Figura 5.25 apresenta as curvas de Fração de Óleo Recuperada do Reservatório de 5m de espessura antes e depois da modificação do parametros operacionais para o reservatório B-E5D140Q25 que agora possui nova configuração B-E5D100Q12.5 além de uma melhoria no fator de recuperação de óleo.

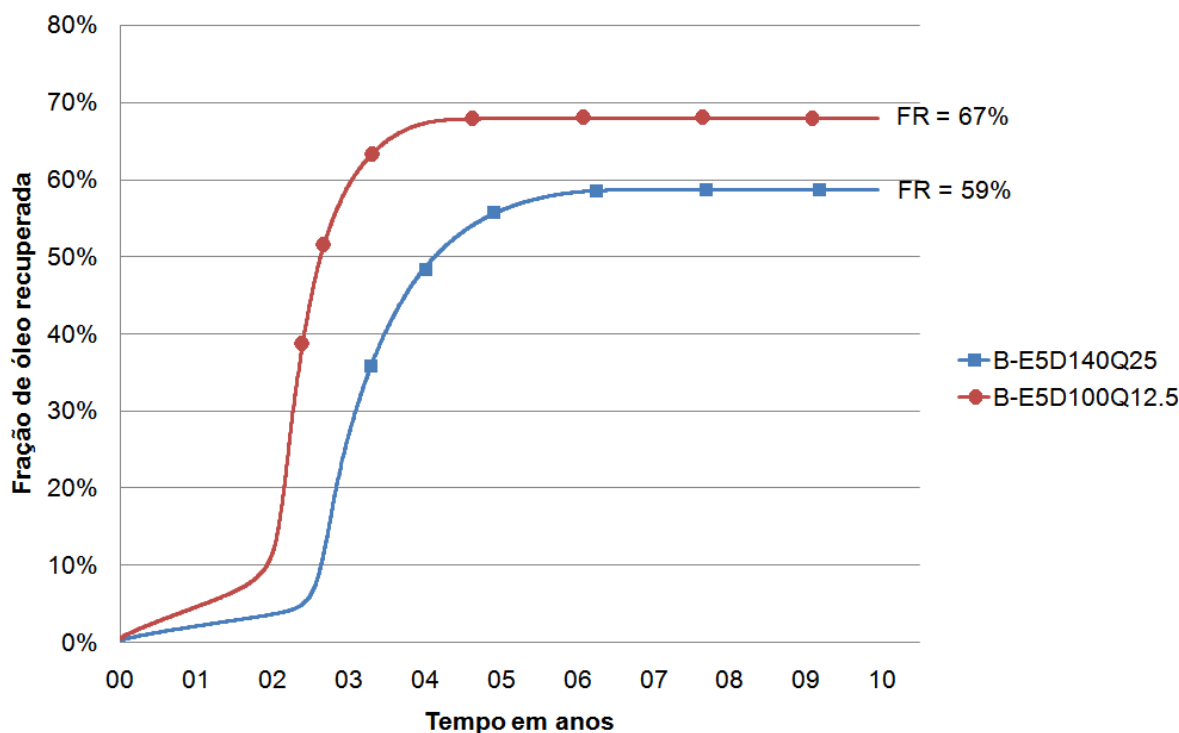


Figura 5.25 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Analisando a curva da Figura 5.25, observa-se uma melhoria no fator de recuperação final de 59 para 67% (cerca de 8 pontos percentuais de ganho).

A Figura 5.26 apresenta as curvas de fração de óleo recuperado para o reservatório de 5m de zona produtora em função do VPI.

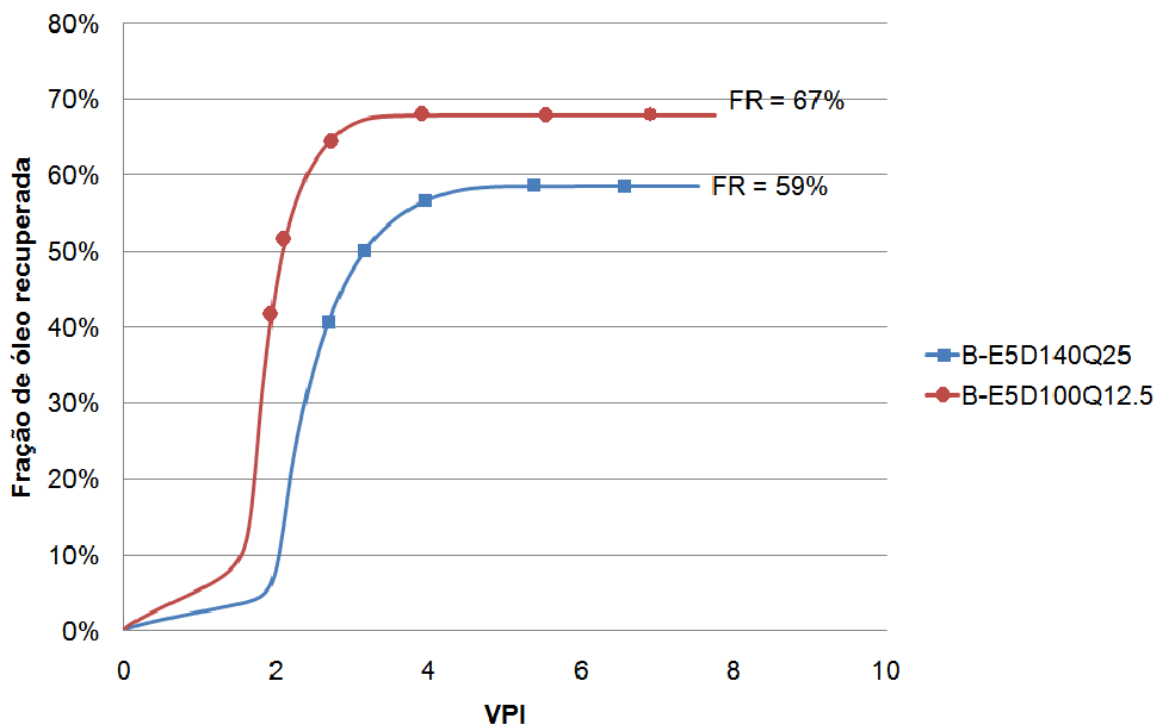


Figura 5.26 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais

Depois das mudanças operacionais houve uma diminuição da quantidade de vapor injetado, caracterizado pela menor volume poroso injetado no reservatório modificado durante a fase de aumento de produção do reservatório (etapa de inclinação das curvas).

Neste cenário os resultados obtidos foram menores em termos de ganhos em pontos percentuais, no entanto houve antecipação na produção e um menor VPI durante o aumento da curva de fração de óleo recuperada até que ela se tornasse constante.

5.4.1.3 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 5m

A Figura 5.27 representa a curva de superfícies de resposta para o reservatório A-E5D140Q25 com poucos ganhos percentuais depois da mudança dos parâmetros operacionais.

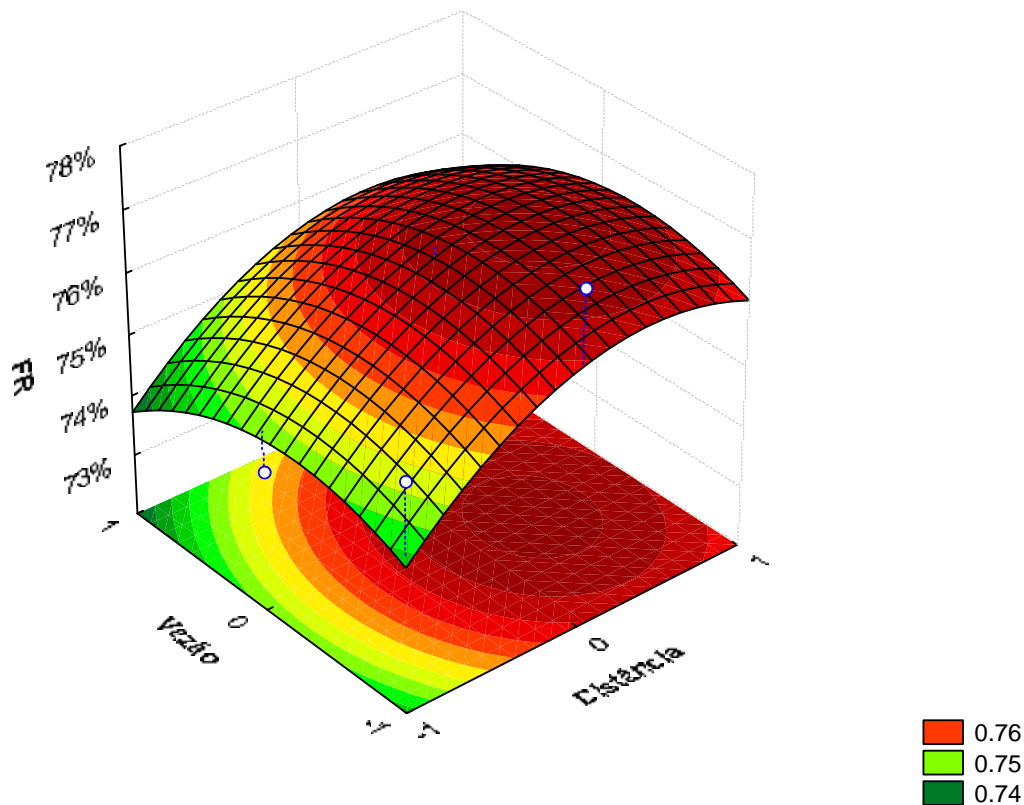


Figura 5.27 - Superfície de Resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 5m de espessura de zona produtora para o reservatório A

A região ótima de recuperação se encontra entre as distâncias de 100 e 140m em relação aos poços injetor e produtor. A melhor distância entre os poços está situada estatisticamente entre 100 (0) e 140 (1), enquanto que a vazão de injeção entre a média (0) e a menor (-1) de acordo com a superfície de resposta.

O gráfico da Figura 5.28 mostra os resultados da melhoria no fator de recuperação conseguidos quando se adotou a configuração A-E5D100Q15.

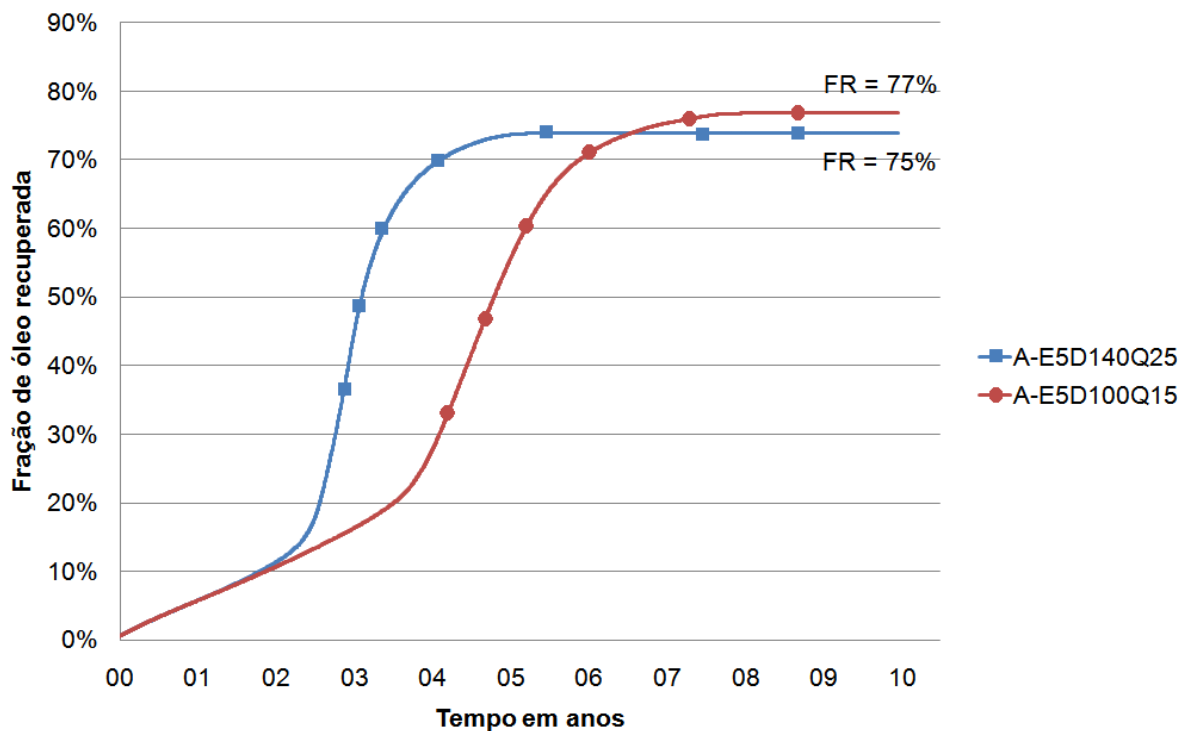


Figura 5.28 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais.

Neste cenário, para o reservatório A-E5D140Q25, conseguiu-se uma melhoria de cerca de 2 pontos percentuais no fator de recuperação adotando-se uma distância de 100m entre os poços e uma vazão de injeção de 15 t/dia.

A Figura 5.29 apresenta as curvas de fração de óleo recuperado em função do VPI para este reservatório antes e depois das mudanças operacionais adotadas.

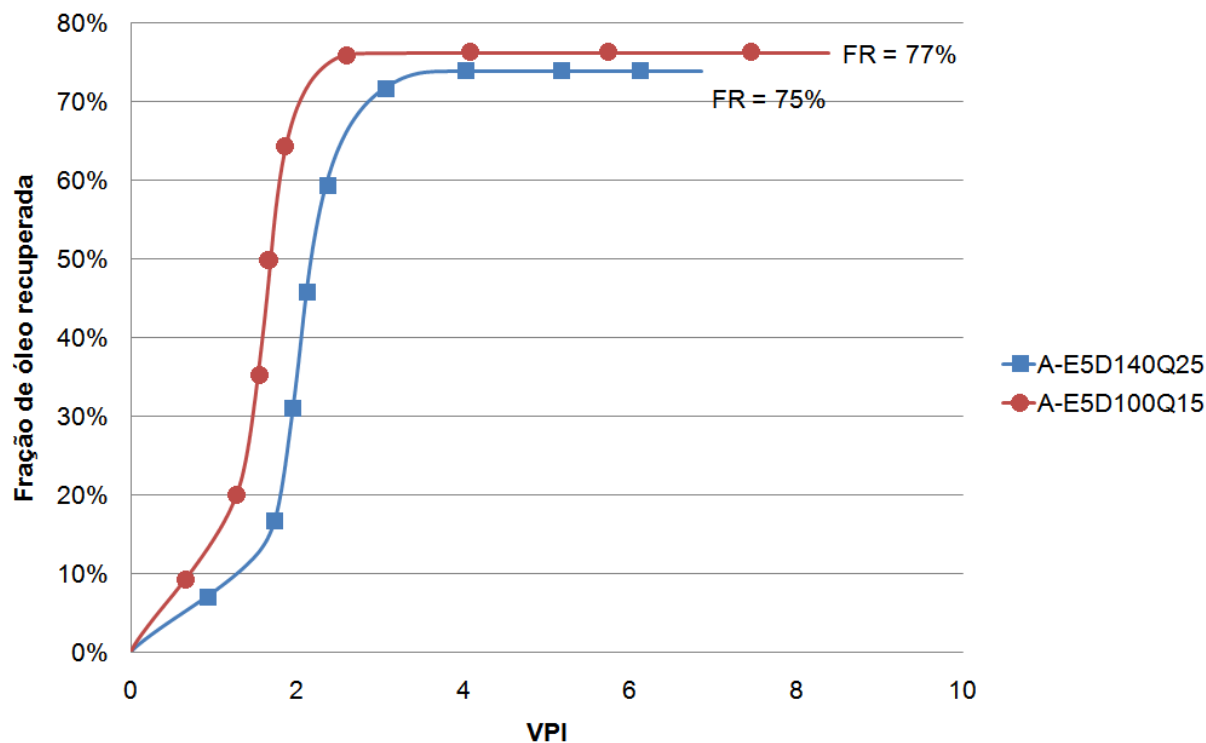


Figura 5.29- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 5m de zona produtora antes e depois da parâmetros operacionais

Neste caso houve uma antecipação da produção acompanhada da diminuição do volume de vapor injetado durante a etapa de aumento da fração de óleo recuperada (curva inclinada vermelha) após a mudança nas variáveis operacionais do reservatório como pode se observa na Figura 5.29.

O cenário A obteve o menor ganho em termos de pontos percentuais. Nele também não se conseguiu antecipação de produção. Entretanto houve menor consumo de vapor durante a fase de aumento da fração de óleo recuperada.

5.4.2 Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 10m

A Tabela 5-10 apresenta os valores numéricos dos parâmetros operacionais para os cenários A, B e C dos reservatórios de 10m antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais. Através das mudanças feitas nos parâmetros operacionais conseguiu-se uma melhoria máxima de 3 pontos percentuais no reservatório do cenário C de 10 m.

Tabela 5-10 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 10m de zona produtora

Cenário C	FR (%)	Cenário B	FR (%)	Cenário A	FR (%)
C – E10D140Q25	51	B-E5D140Q25	64,1	A – E10D140Q25	78%
C – E10D100Q20	54	B-E5D70Q20	66	A – E10D140Q15	79%
Ganho do FR em PP* para cenário C	3	Ganho do FR em PP para cenário B	1,9	Ganho do FR em PP para o cenário A	1

*Pontos Percentuais

5.4.2.1 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 10m

A Figura 5.30 demonstra a influência das distâncias entre poços e vazão de injeção no fator de recuperação para o modelo C.

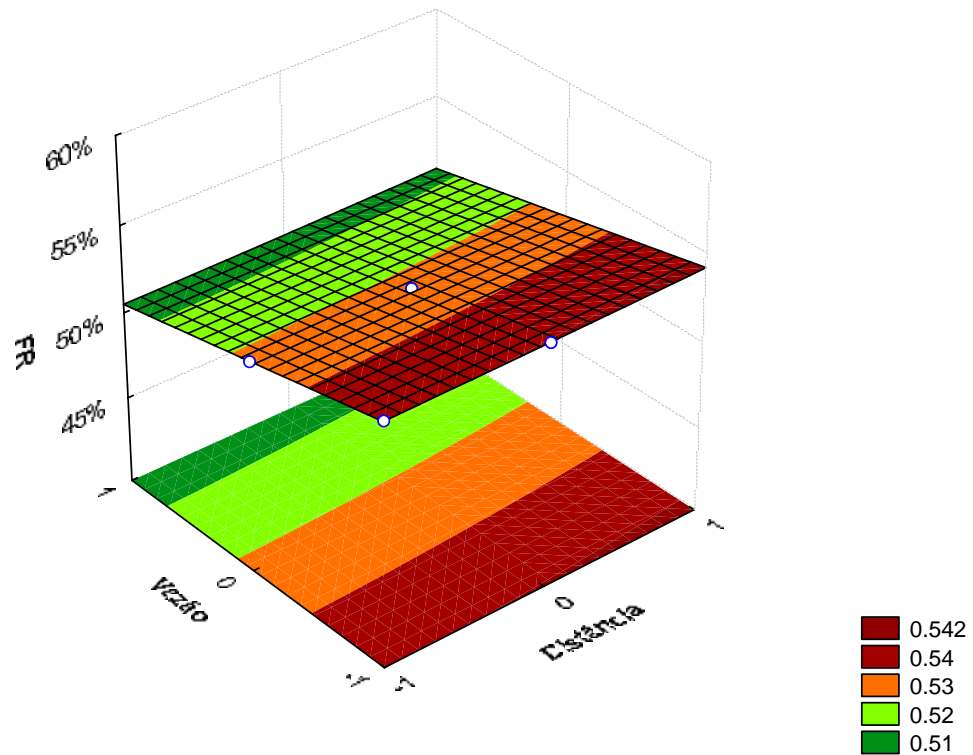


Figura 5.30 - Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10 m de espessura de zona produtora para o reservatório C

De acordo com a superfície de resposta, as três distâncias estudadas foram consideradas satisfatórias para a melhoria no FR. Por outro lado, menores vazões contribuíram para a melhoria no fator de recuperação.

A Figura 5.31 representa o ganho no fator de recuperação para 10 anos de produção em relação ao reservatório cenário C de 10 m de espessura de zona produtora.

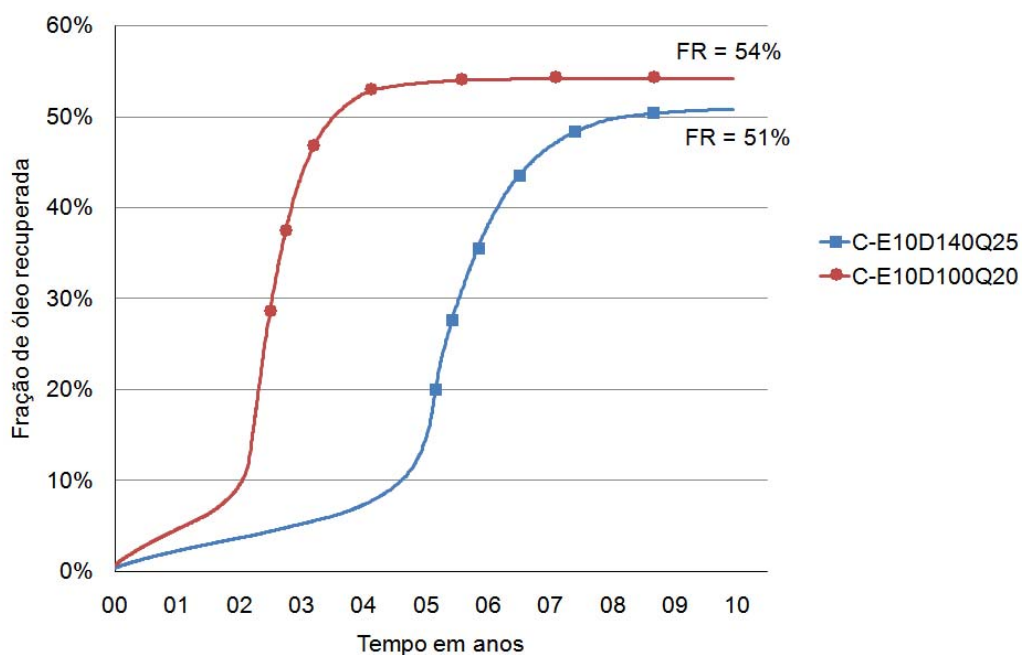


Figura 5.31 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

De acordo com os resultados obtidos, o ganho final no fator de recuperação não foi muito expressivo para o reservatório modificado com a espessura de 10 m de zona produtora como se observa na Figura 5.31. Diminuindo-se o espaçamento entre os poços de 140 para 100m resultados indicam que o ganho adicional no fator de recuperação foi de cerca de 3% quando comparado ao modelo original.

A Figura 5.32 ilustra o comportamento da fração de óleo recuperada em função do volume poroso injetado para 10 m de zona produtora.

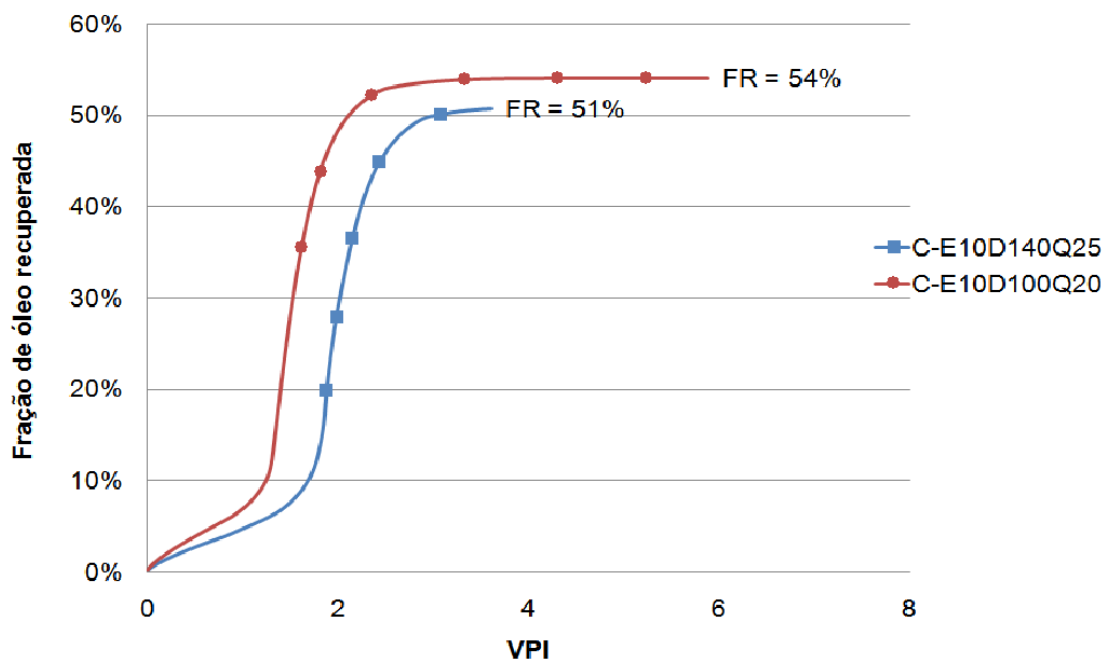


Figura 5.32 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

De acordo com a Figura 5.32, ao se analisar a inclinação da curva do cenário C-E10D100Q20, observa-se uma menor quantidade de vapor injetado neste período, encarecendo menos os custos energéticos da injeção deste fluido.

No cenário C para o reservatório de 10 m houve antecipação da produção em 3 anos acompanhada pelo menor consumo de vapor durante a etapa de aumento da fração de óleo recuperada (curva vermelha da Figura 5.32).

5.4.2.2 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 10m

A Figura 5.33 apresenta a superfície de resposta para a configuração de reservatório otimizado 10 m de espessura.

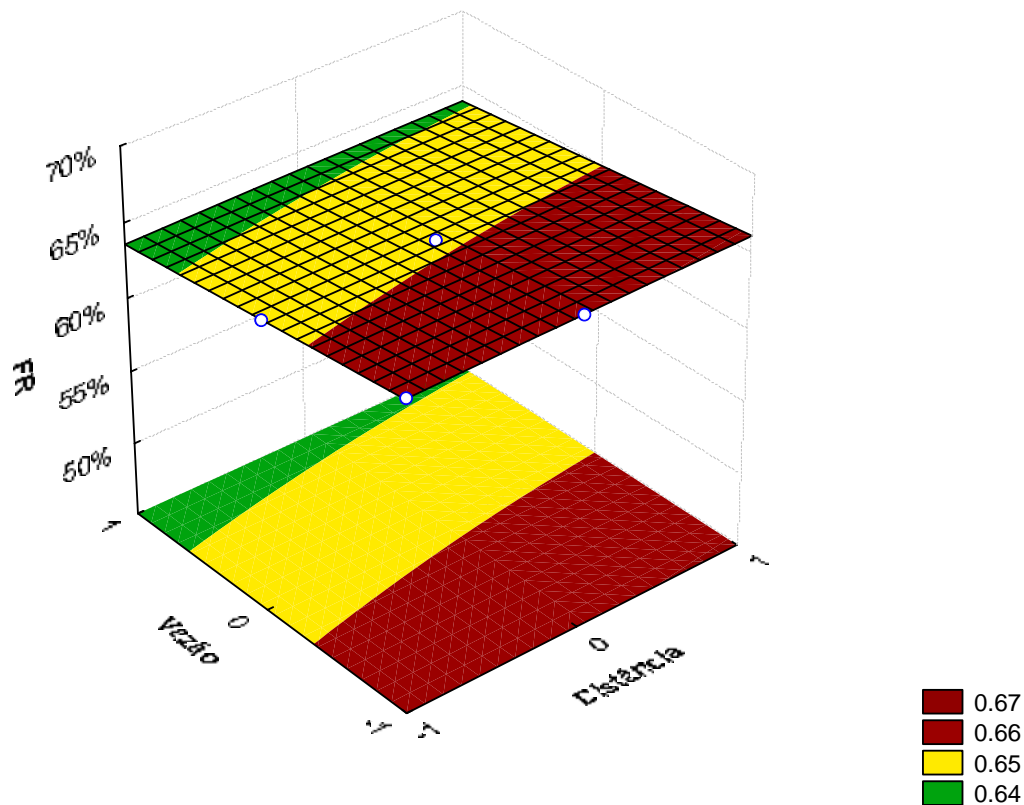


Figura 5.33 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10m de espessura de zona produtora para o reservatório B.

Ao se analisar a superfície de resposta, observa-se que a distância entre poços não exerceu influência significativa tal que permitisse uma melhoria no fator de recuperação. Estatisticamente manteve-se uma proporção desta variável com relação ao fator de recuperação final de óleo nas três distâncias estudadas nesta configuração. Por outro lado, no caso das vazões, tem-se que menores vazões podem auxiliar na melhoria da recuperação final de óleo ainda que o resultado final seja pouco favorável a adoção desses critérios.

O gráfico da Figura 5.34 apresenta os valores do fator de recuperação para 10 anos de produção mostrando a antecipação da produção e o ganho no fator final de recuperação de óleo.

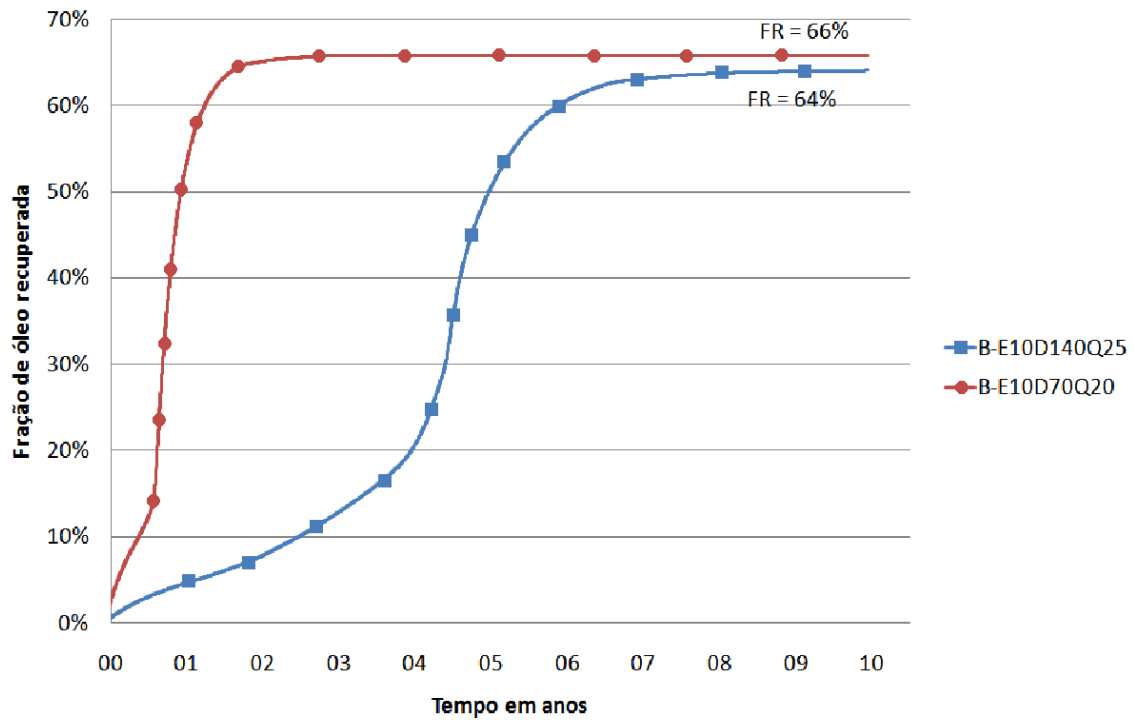


Figura 5.34 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Este reservatório não apresentou melhorias significativas no fator de recuperação ao se modificar os parâmetros de vazão de injeção e distância entre poços. Entretanto, conseguiu-se uma antecipação na produção de cerca de 3 anos quando comparado com o cenário não modificado. Sua melhoria no Fator de Recuperação foi de cerca de 2 pontos percentuais.

A Figura 5.35 apresenta a fração de óleo recuperada em função do VPI para o reservatório de 10 m antes e depois das mudanças operacionais adotadas.

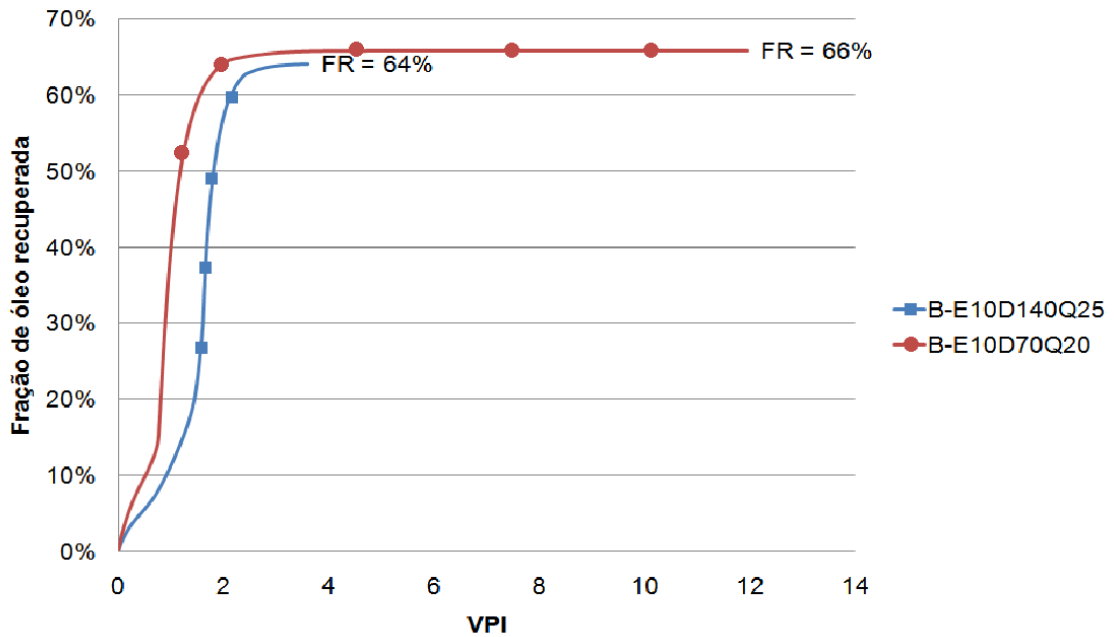


Figura 5.35 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais

Para esta configuração, não foram observadas diminuições significativas, permanecendo praticamente os mesmos valores antes e depois da otimização para o Volume Poroso Injetado no limite da recuperação da fração de óleo como pode ser observado na Figura 5.35.

O ganho na fração de óleo recuperada para o cenário B foi de 2 pontos percentuais enquanto que a antecipação na produção foi de cerca de três anos.

5.4.2.3 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 10m

A superfície de resposta dada pela Figura 5.36 indica a região de maior influência dos parâmetros analisados para os reservatórios de A com 10m de espessura.

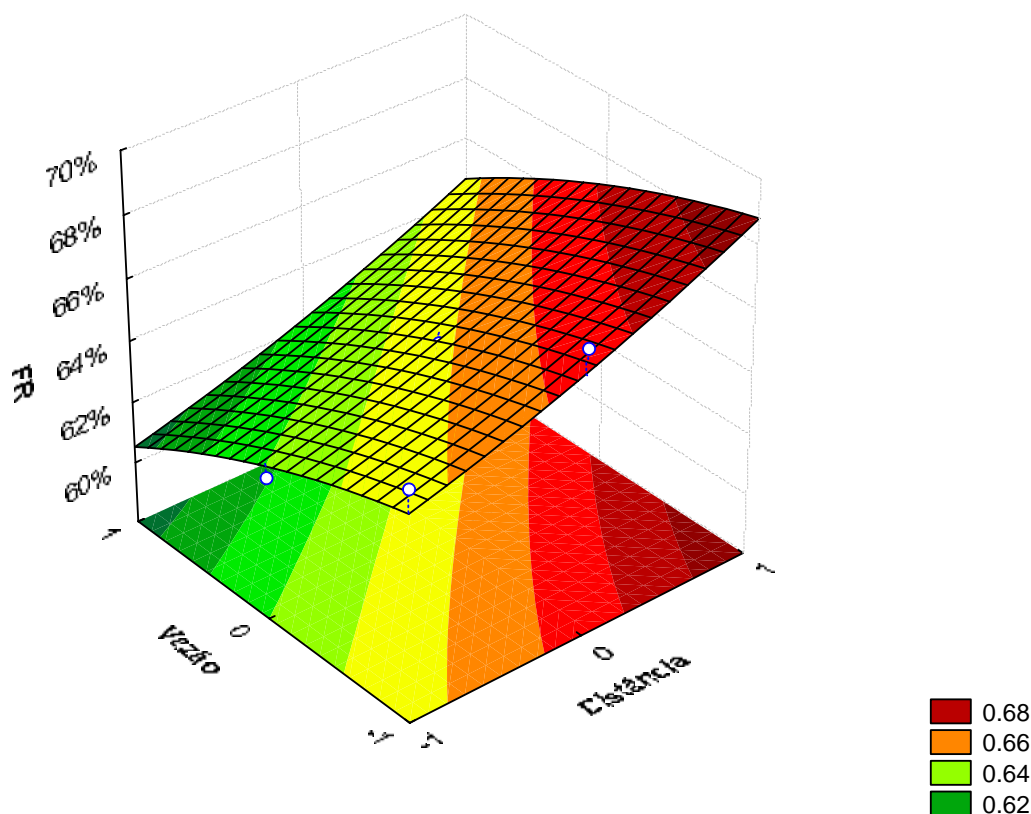


Figura 5.36 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 10m de espessura de zona produtora para o reservatório A.

De acordo com a superfície de resposta a região ótima de operação se situa em um intervalo de vazão entre -1 (22,5 t/dia) e 1 (27,5 t/dia). A distância entre poços estatisticamente entre 100 (0) e 140m (1).

Na Figura 5.37 estão localizadas as curvas da fração de óleo recuperada antes e depois da otimização para o reservatório de 10 m de espessura para o reservatório com configuração antes das mudanças operacionais de A-E10D140Q25 e depois com configuração A-E10D140Q20.

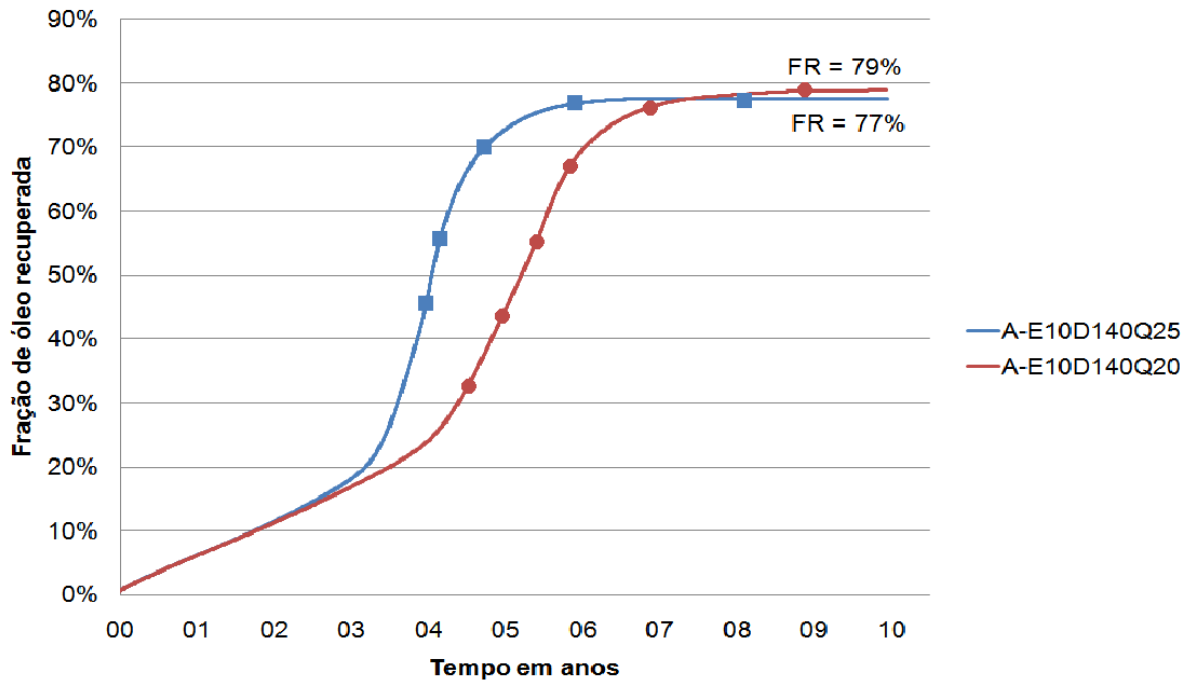


Figura 5.37 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Neste reservatório a mudança na injeção de vapor proporcionou uma melhoria de cerca de 2% na recuperação final de óleo.

A Figura 5.38 apresenta a fração de óleo recuperada em função do VPI antes e depois das mudanças operacionais adotadas para o caso analisado.

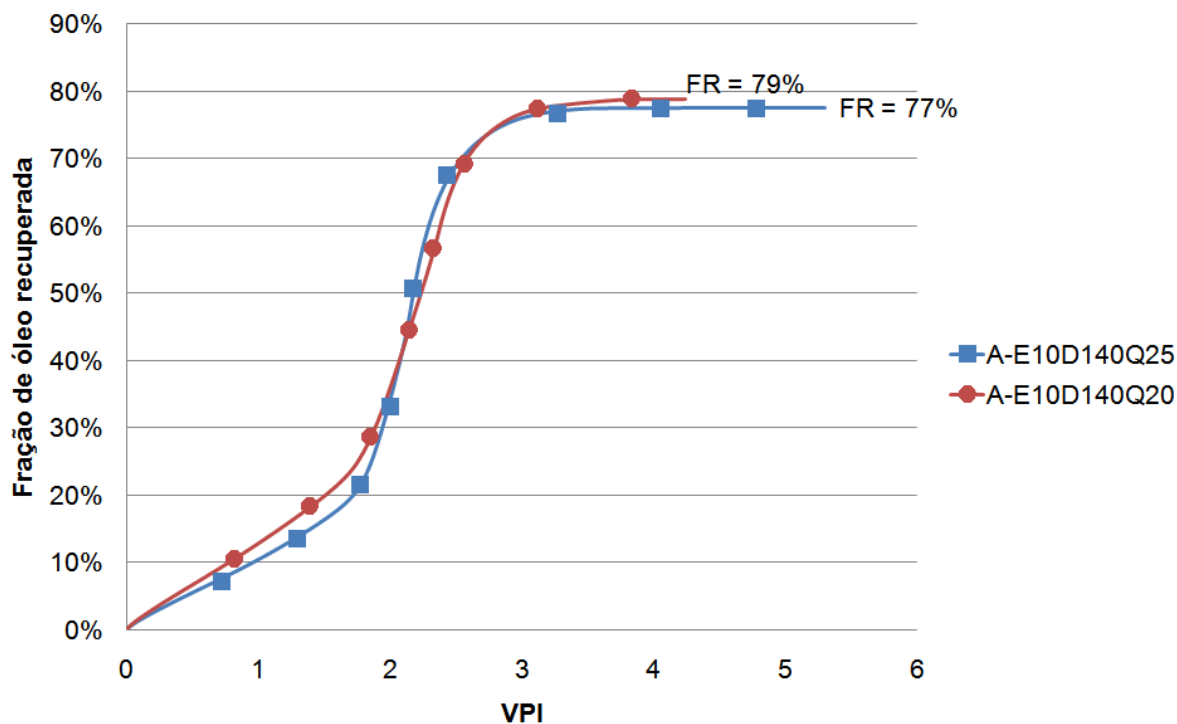


Figura 5.38- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 10m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais

Não houve melhoria significativa na diminuição do volume poroso injetado do modelo otimizado, quando comparado ao reservatório antes da otimização do processo.

Para o Cenário A adotou-se com a mesma distância entre poços, mas a vazão de injeção foi modificada de 25 t/dia para 20 t/dia. Neste caso, as mudanças proporcionaram um ganho de 2 pontos percentuais.

5.4.3 Análise da melhoria do fator de recuperação para os cenários A, B e C do reservatório de 15m

A Tabela 5-11 apresenta os valores numéricos dos parâmetros operacionais para os reservatórios de 15m antes e depois das mudanças realizadas.

Tabela 5-11 – Valores FR para cenários antes e depois da mudança dos parâmetros operacionais para 15m de zona produtora

Cenário C	FR (%)	Cenário B	FR (%)	Cenário A	FR (%)
C – E15D140Q25	52	B-E15D140Q25	65	A – E10D140Q25	78%
C – E15D100Q20	60	B-E15D100Q22.5	66	A – E10D100Q22.5	78%
Ganho do FR em PP* para cenário C	8	Ganho do FR em PP para cenário B	1	Ganho do FR em PP para o cenário A	0

*Pontos percentuais.

De acordo com os resultados obtidos, houve uma melhoria máxima de 8 pontos percentuais no fator de recuperação para o reservatório C.

5.4.3.1 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário C de 15m

Os resultados a seguir são referentes a melhorias no fator de recuperação em relação aos reservatórios C de 15m de zona produtora.

A Figura 5.39 apresenta a região onde estatisticamente estão os melhores valores para as vazões de injeção e distância entre poços para o reservatório de 15m de espessura para esta configuração estudada.

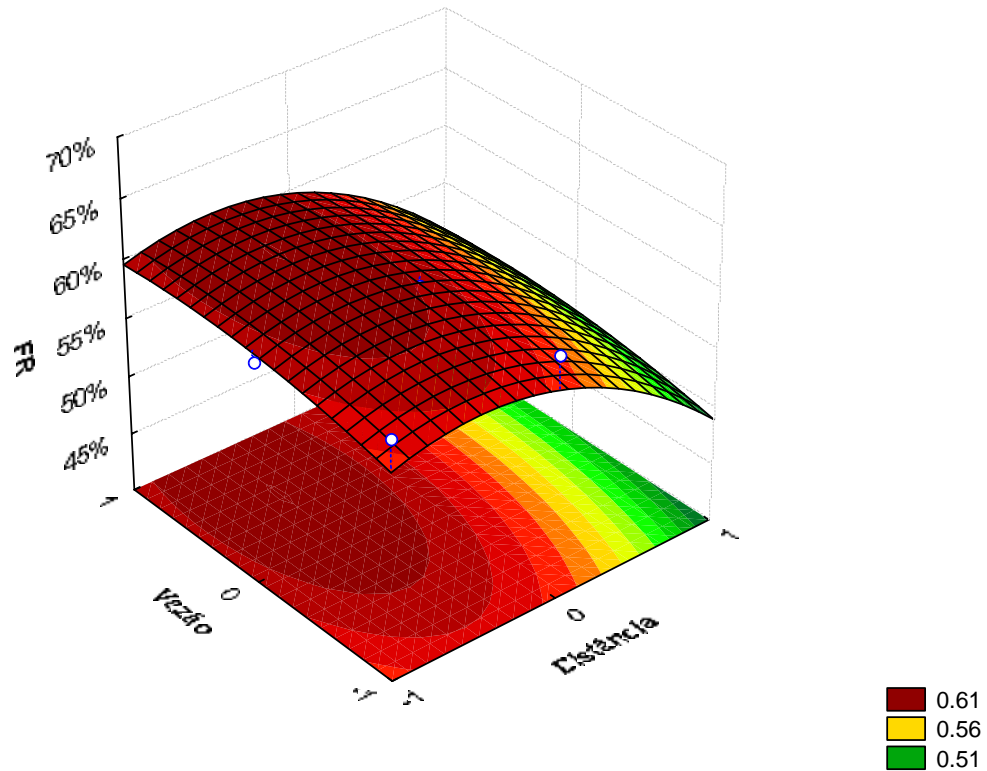


Figura 5.39– Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora para o reservatório C

De acordo com a Figura 5.39, para reservatórios de 15m de espessura também houve melhorias no fator de recuperação quando se trabalhou com uma região ótima de 70 a 100m da distância entre poços e faixa de vazão de injeção entre 22,5 (-1) e 27,5t/dia (1).

O gráfico da Figura 5.40 apresenta os valores do fator de recuperação para 10 anos de produção mostrando a antecipação da produção e o ganho no fator de recuperação de óleo em termos de pontos percentuais.

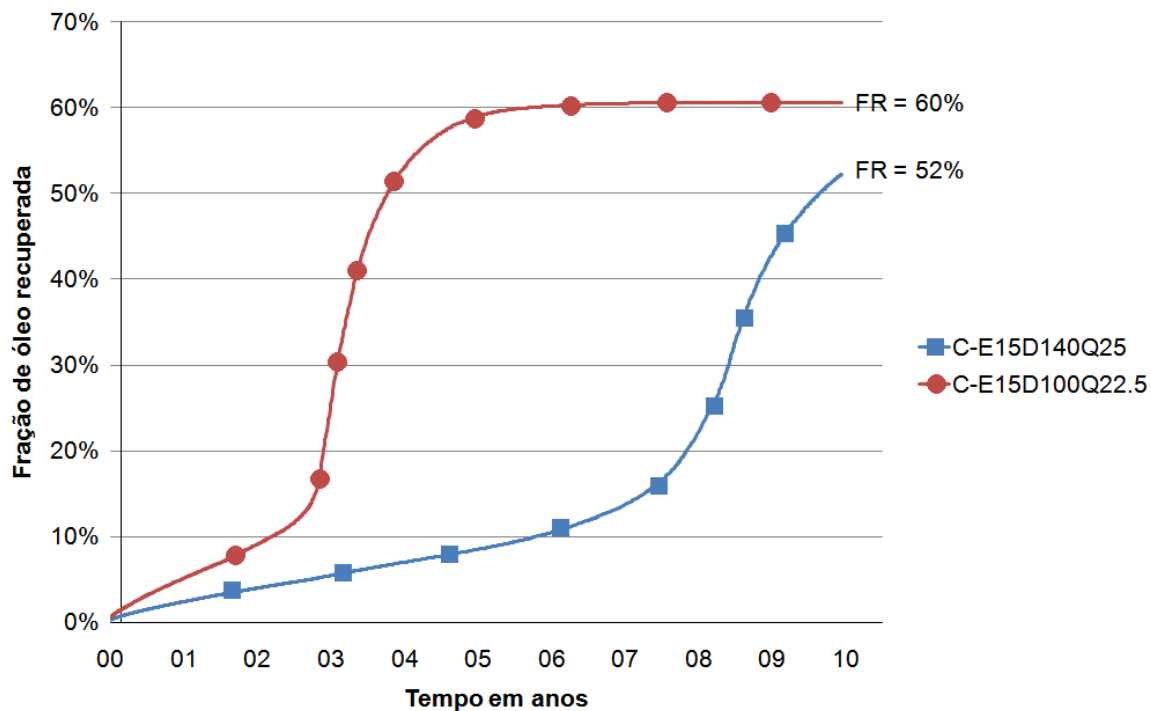


Figura 5.40 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Este reservatório depois da otimização obteve um ganho adicional de cerca de 9 pontos percentuais no fator de recuperação, quando comparado ao modelo original.

A Figura 5.41 apresenta a fração de óleo recuperada em função do volume poroso injetado para o reservatório de 15m de zona produtora.

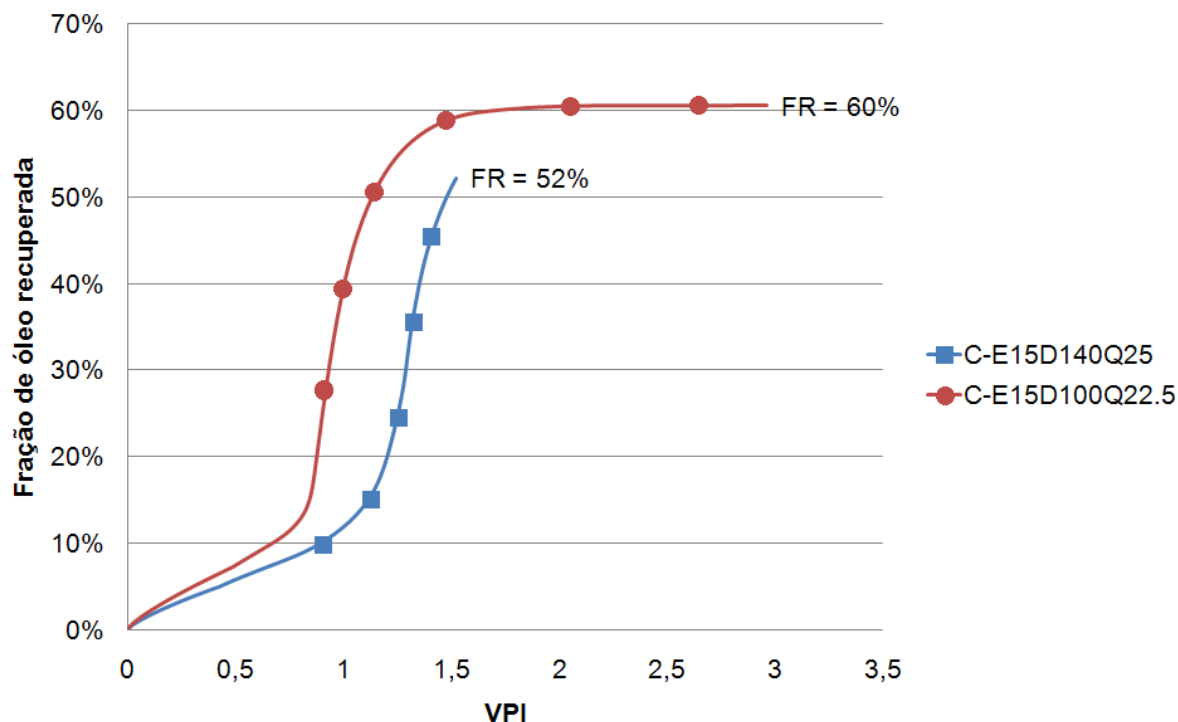


Figura 5.41- Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais

Quando se analisa a Figura 5.41, tem-se uma melhoria no consumo de vapor já que o reservatório modificado consegue antecipar a produção de óleo com menores quantidades de vapor injetado. Porém é necessário parar de injetar a partir do quarto o quinto ano, pois é nesse período que a quantidade vapor injetado não promove melhorias na fração de óleo recuperada.

As mudanças operacionais adotadas no cenário C para o reservatório de 15 m de zona produtora foram benéficas, pois melhoraram a fração de óleo recuperada em torno de 8 pontos percentuais além da obtenção de uma antecipação média de 5 anos na produção deste reservatório.

5.4.3.2 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário B de 15m

A Figura 5.42 apresenta superfície de resposta das variáveis analisadas que influenciaram no fator de recuperação do reservatório B modificado com 15m de espessura.

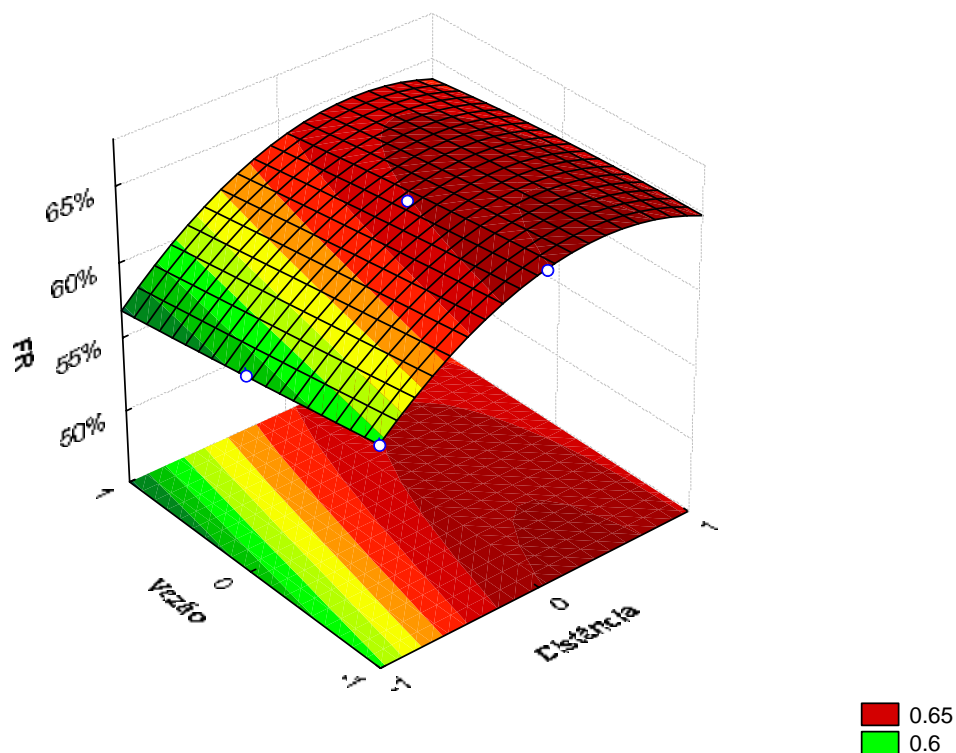


Figura 5.42 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora para o reservatório B

A região ótima de superfície de resposta indicou uma distância entre poços de 100m (0) a 140m (1) enquanto que a vazão de injeção ótima situa-se estatisticamente em 22,5t/dia (-1) de acordo com a Figura 5.42.

A Figura 5.43 apresenta a fração de óleo recuperada em função do tempo para o reservatório B de 15m de espessura.

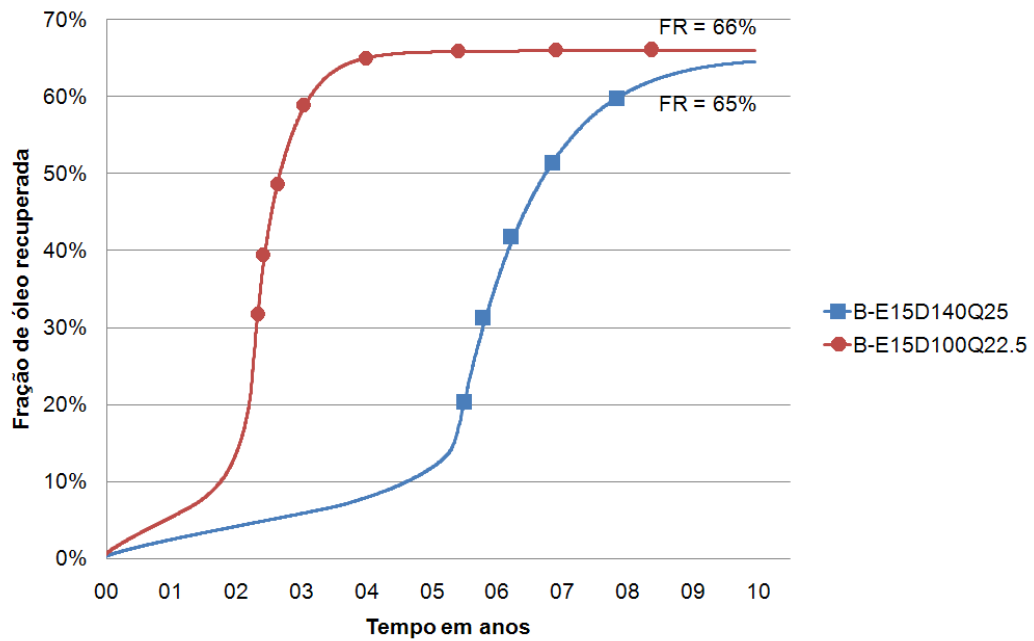


Figura 5.43 - Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Para este reservatório, a mudança nos parâmetros operacionais produziu um ganho de 1 ponto percentual.

A Figura 5.44 é referente à influência do VPI na fração de óleo recuperada do reservatório B de 15m.

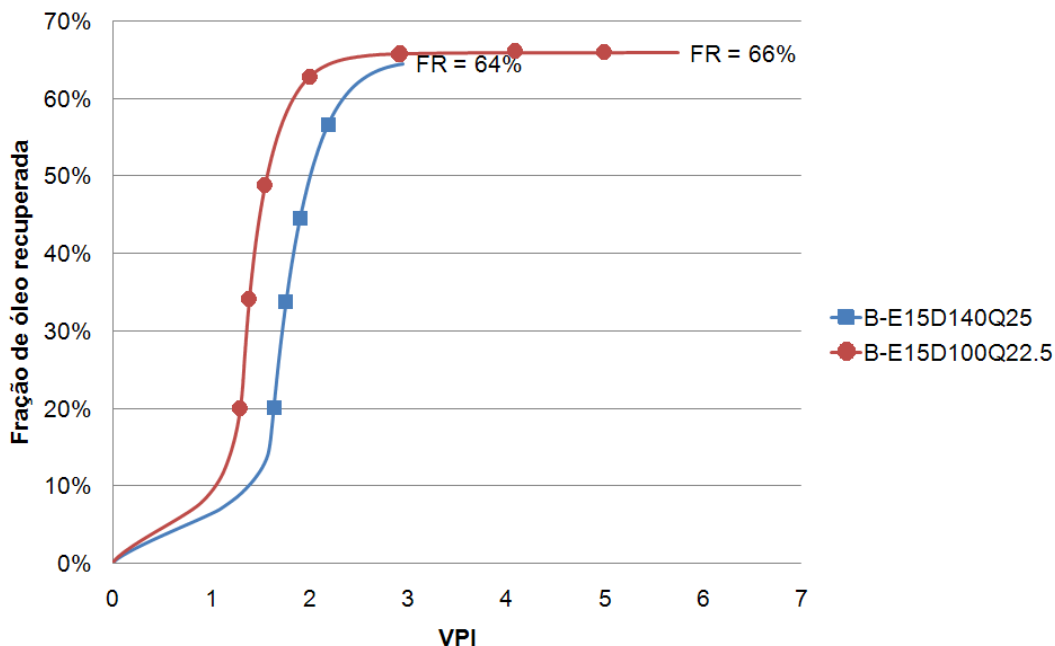


Figura 5.44 - Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois das mudanças nos parâmetros operacionais

Na Figura 5.44, observa-se uma melhoria no fator de recuperação Final de Óleo acompanhado da diminuição do VPI (durante a etapa de aumento da fração de óleo recuperada) diminuindo o consumo de vapor.

Para o cenário B do reservatório de 15 m, as mudanças operacionais adotadas não forneceram melhorias significativas na fração de óleo recuperada, proporcionando um ganho no Fator de Recuperação não superior a 1 ponto percentual. No entanto, conseguiu-se uma antecipação média de 4 anos na produção do óleo, quando foram modificados os parâmetros operacionais de distância entre poços e vazão de injeção.

5.4.3.3 Análise do ganho no fator de recuperação em pontos percentuais para o cenário A de 15m

A Figura 5.45 estatisticamente descreve a região ótima através da superfície de resposta dos parâmetros operacionais modificados para o reservatório A de 15m.

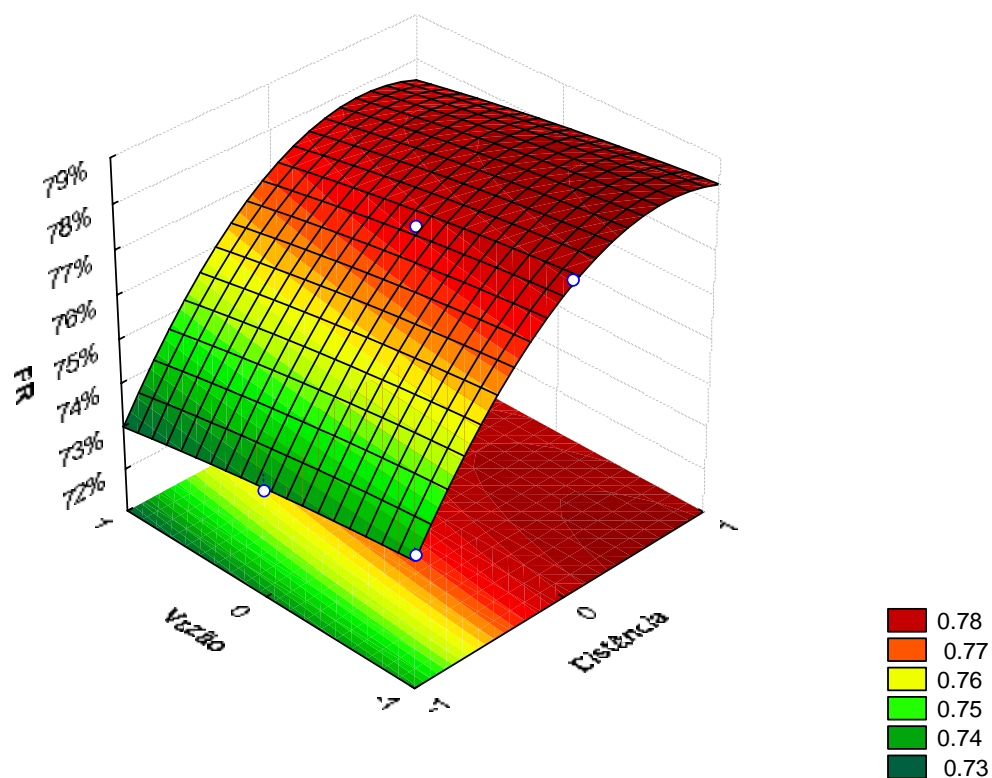


Figura 5.45 – Gráfico da superfície de resposta da vazão de injeção X distância entre poços para reservatórios de 15m de espessura de zona produtora

As mudanças operacionais não foram suficientes para a melhoria na recuperação final do óleo para este tipo de recuperação, desta forma, a região ótima de operação continuou sendo praticamente a mesma das condições de não otimização. A variável vazão não exerceu qualquer influência significativa ao passo que distâncias entre 100(0) e 140(1) em conjunto essas variáveis mantêm as mesmas eficiências de operação, porém houve uma antecipação na produção em cerca de 3 anos.

A Figura 5.46 ilustra as curvas de fração de óleo recuperada do reservatório de 15m antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais.

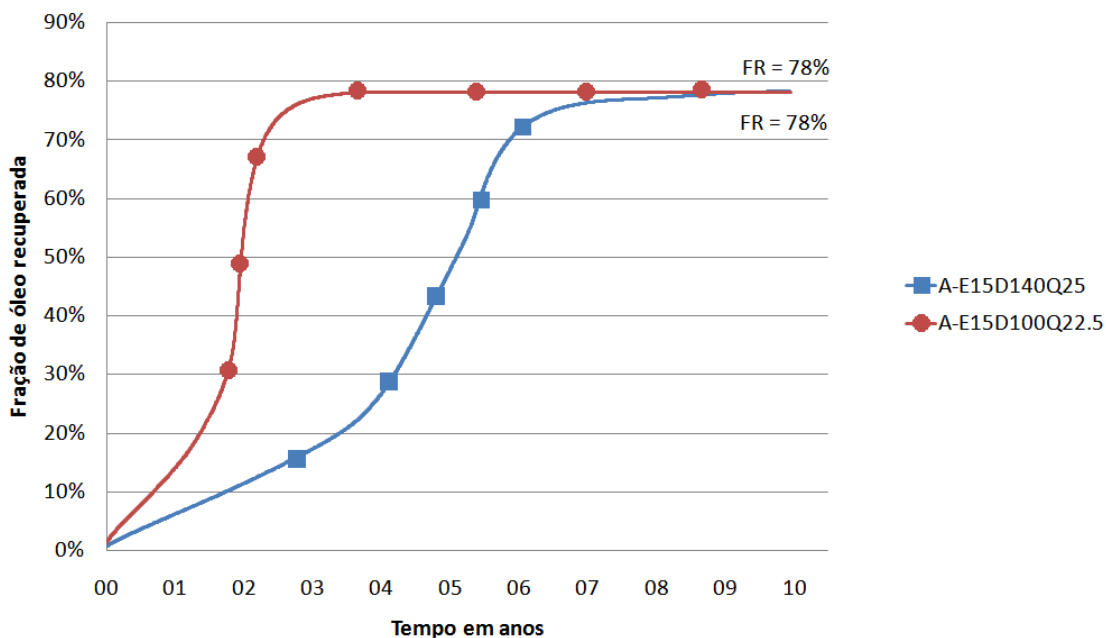


Figura 5.46 – Gráfico do fator de recuperação em função do tempo para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Para esta configuração de reservatório, não houve melhorias no fator de recuperação proveniente das mudanças nos parâmetros operacionais, por outro lado, houve uma antecipação da produção provocada pela diminuição da distância entre poços.

A Figura 5.47 apresenta a fração de óleo recuperada para o reservatório A de 15m de espessura em função do volume poroso injetado.

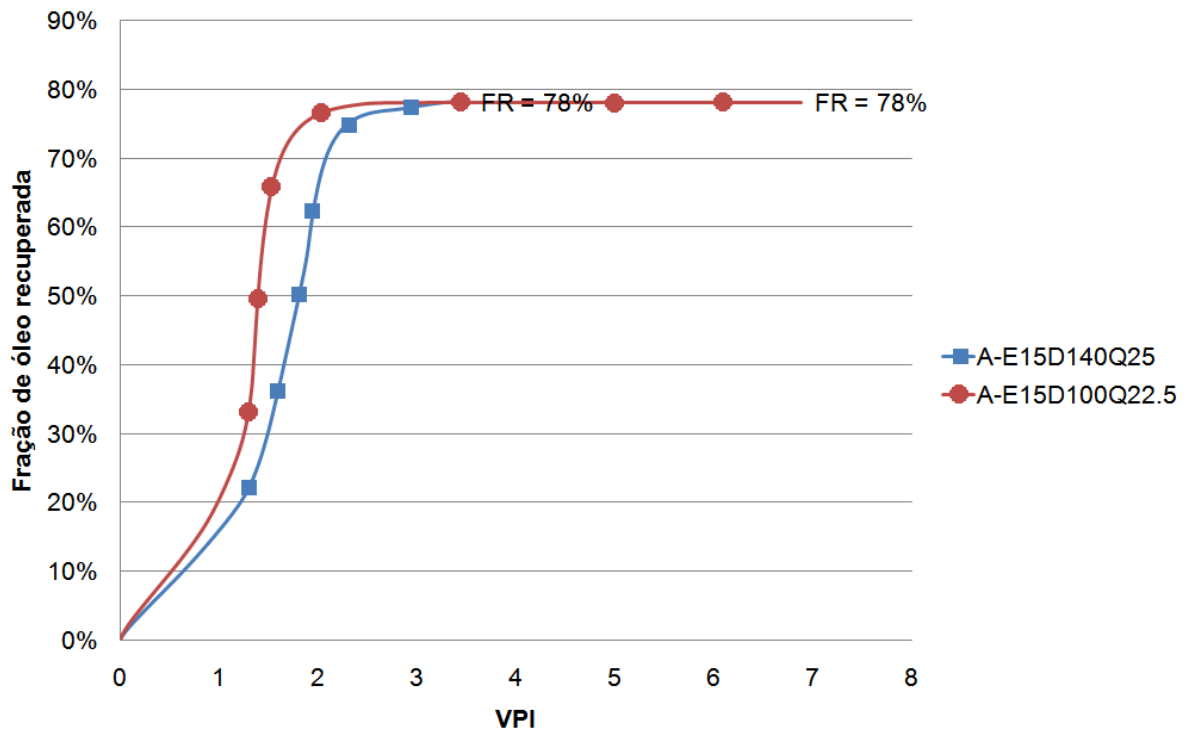


Figura 5.47 -Gráfico do fator de recuperação em função do VPI para o reservatório de 15m de zona produtora antes e depois da mudança nos parâmetros operacionais

Nesta configuração, houve uma diminuição do volume poroso injetado no final do processo para o reservatório A modificado de acordo com Figura 5.47.

Os resultados mostrados indicam que não houve melhoria no Fator de Recuperação para o conjunto de modificações propostas, no entanto houve uma antecipação média de três anos na fração de óleo recuperada para o cenário A do reservatório de 15 m de zona produtora de óleo.

5.5 Análise da produção acumulada líquida

Nesta seção são apresentados os resultados da análise dos parâmetros operacionais que potencialmente podem oferecer maior rentabilidade econômica na etapa de um projeto de recuperação por meio da injeção de vapor.

Através das curvas de produção líquida acumulada ($N_{p_{liq}}$) foram escolhidos cenários que oferecem as melhores condições técnico-econômicas de recuperação. O valor da ROV (razão óleo vapor) utilizado foi de 10% e as curvas de produção líquida acumulada foram construídas segundo a Eq. 2-3, da seção 2.4. Os cenários foram analisados para cada faixa de espessura. Eles foram compostos de reservatórios com características específicas (permeabilidade horizontal – K_h , razão entre a permeabilidade vertical e horizontal – K_v/K_h , condutividade térmica - $Cond$ e razão entre a zona de água e óleo – HW/HO), além de conterem parâmetros operacionais distintos (distância entre poços-D e vazão de injeção-Q).

De acordo com a Figura 5.48, nos primeiros dois anos de produção aproximadamente, valores de N_{liq} negativos indicam que os custos de injeção superam a produção de óleo, mostrando que o projeto não é rentável nesse período. Neste tempo de produção, o banco de óleo ainda não chegou ao poço produtor. Com a chegada do banco de óleo ao poço produtor, acontece um aumento na produção observando-se um período de três anos de “rentabilidade” que neste caso significa um incremento na produção de óleo bastante significativo, como pode ser observado entre o segundo e terceiro ano de produção. Ainda, de acordo com a Figura 5.48, o reservatório que mostrou maior rentabilidade foi o A-E5D100Q15, mostrando que o melhor valor de injeção foi de 15 t/dia com as características dadas pela Tabela 5-12. Entre o quarto e quinto ano, observa-se que não é mais conveniente injetar vapor.

A Figura 5.48 apresenta as curvas de $N_{p_{liq}}$ para os cenários A, B, e C estudados para o reservatório de 5m de espessura de zona produtora de óleo.

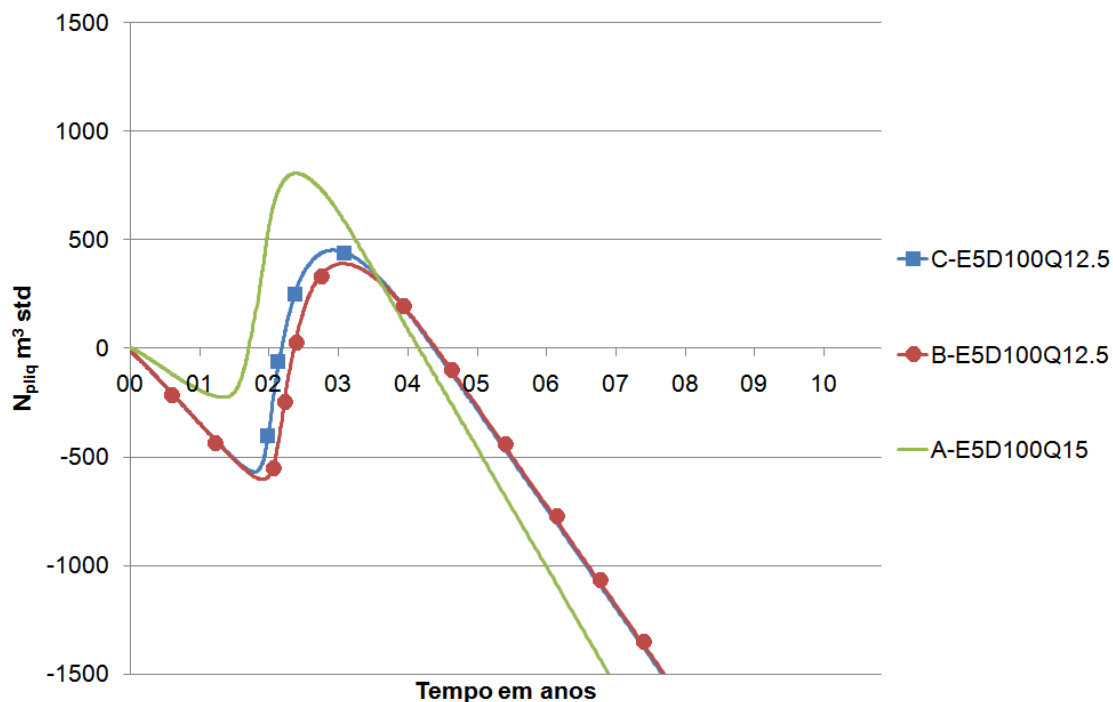


Figura 5.48 – Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 5m

De acordo com a Figura 5.48, o reservatório A-E5D100Q15 foi o que apresentou uma maior produção líquida acumulada. Entretanto, este reservatório apresentou um ganho de 2 pontos. Ao passo que os reservatório com configuração C-E5D100Q12.5 E B-E5D100Q12.5 apresentaram ganhos de 26 e 8 pontos percentuais como foi observado na seção 5.4.1.

A Tabela 5-12 mostra as características de reservatório para os três cenários estudados para o reservatório de 5 m.

Tabela 5-12 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 5 m de zona produtora de óleo

Cenário	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)
C-E5D100Q12.5	1000	0,1	60	78,74
B-E5D100Q12.5	1000	0,1	10	97,64
A-E5D100Q12.5	3000	0,2	10	190

Ao se observar a Tabela 5-12, verifica-se que para os cenários analisados, o reservatório de maior permeabilidade (3000 mD) foi o que obteve um maior valor de N_{pliq} em relação aos outros dois de 1000 mD.

A Figura 5.49 mostra os resultados para a produção acumulada líquida dos reservatórios de 10 m de zona produtora.

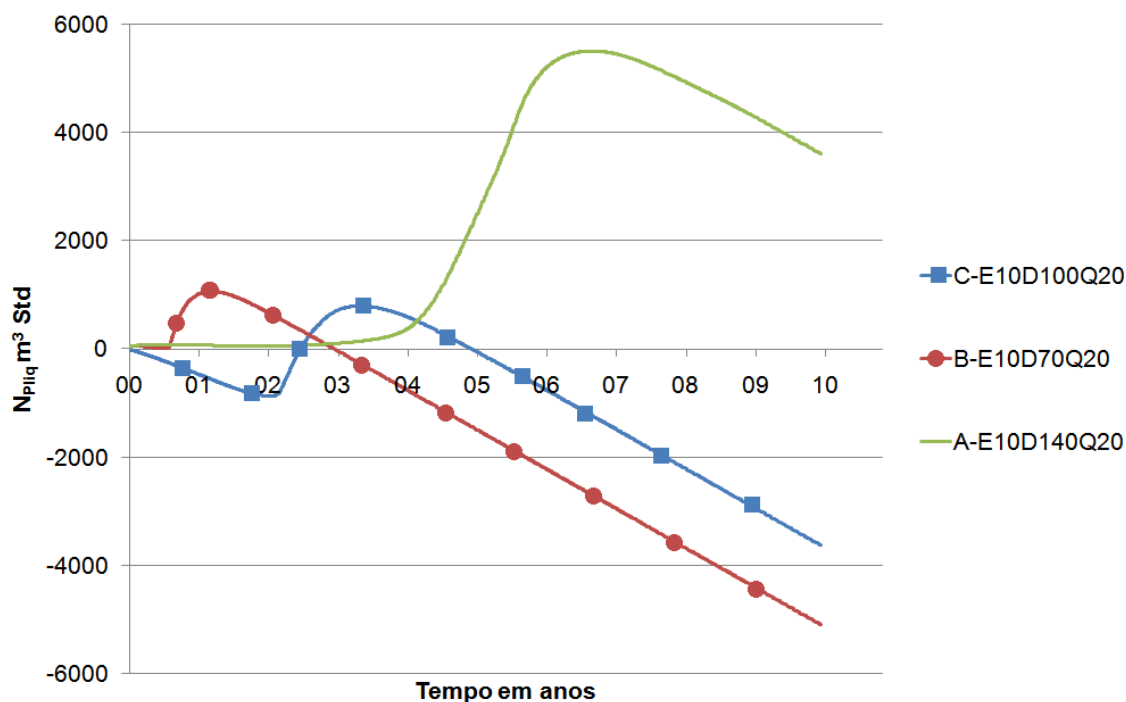


Figura 5.49 - Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 10m

Ao se analisar a Figura 5.49, observa-se que o caso A-E10D140Q20, de maior distância entre poços, começou a ter um aumento na produção apenas a partir do quarto ano de injeção de vapor, no entanto, sua curva de produção líquida demonstra uma receita líquida de produção de óleo melhor do que os outros dois cenários analisados. Para as configurações C-E10D100Q20 e B-E10D70Q20 houve antecipação da produção devido à diminuição no espaçamento entre poços de 140 m para 70 e 100 m respectivamente e, conseqüentemente, o N_{pliq} obteve seu pico em torno do primeiro e segundo ano onde, a partir desse tempo, ocorre declínio da curva analisada. Para este conjunto de reservatórios analisados, observou-se que o maior valor da permeabilidade horizontal (300 mD) influenciou na manutenção positiva do N_{pliq} para os cenários B-E10D70Q20 e A-E10D140Q20 respectivamente. Dependendo das

características presentes em cada reservatório quem compõem o cenário analisado, o processo pode não ser rentável, não sendo portanto viável a sua implementação.

A Tabela 5-13 mostra os valores dos parâmetros de reservatório para os três cenários escolhidos na análise do N_{pliq} .

Tabela 5-13 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 10 m de zona produtora de óleo

Cenário	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)
C-E10D100Q20	1000	0,2	60	78,74
B-E10D70Q20	3000	0,2	60	97,64
A-E10D140Q20	3000	0,1	10	190

De acordo com a Tabela 5-13 e com o Gráfico da Figura 5.49, para os cenários com de 10 m de espessura os reservatórios que apresentaram permeabilidade de 3000 mD tiveram uma receita líquida nos primeiros anos de injeção (no primeiro ano para o cenário B-E10D70Q20 e entre o quinto e sexto anos para o cenário A-E10D140Q20 respectivamente) melhor do que para o reservatório de permeabilidade 1000 mD (C-E10D100Q20).

Figura 5.50 consta as curvas de N_{pliq} para o reservatório de 15 m de zona produtora para os cenários A, B e C.

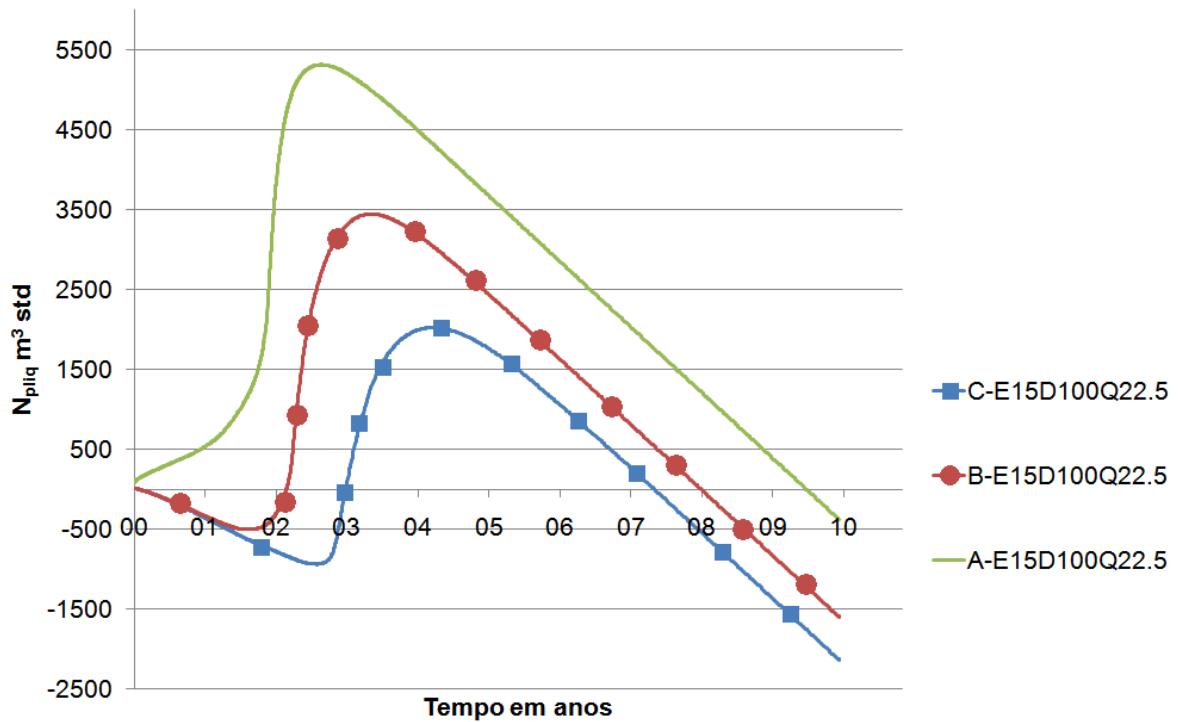


Figura 5.50 - Gráfico da produção acumulada líquida para as três situações analisadas para o reservatório de 15m

De acordo com a Figura 5.50, o cenário A-E15D100Q22.5 apresentou a melhor curva de N_{pliq} para a configuração estudada. Entretanto, não houve ganhos em pontos percentuais no fator de recuperação como pode ser observado na Tabela 5-11 da seção 5.4.3. Neste caso, houve uma antecipação no N_{pliq} provocada pela diminuição do espaçamento entre os poços de 140 para 100m.

A Tabela 5-14 mostra os valores dos parâmetros de reservatório para o reservatório de 15 m de zona produtora de óleo.

Tabela 5-14 Características dos reservatórios para cada cenário analisado de 15 m de zona produtora de óleo

Cenário	Kh (mD)	Kv/Kh	HW/HO	Cond (BTU/m dia °F)
C-E15D100Q20	1000	0,2	60	190
B-E15D100Q20	1000	0,1	30	97,64
A-E15D100Q20	3000	0,2	10	190

Conforme pode ser observado na Tabela 5-14 e na Figura 5.50, o reservatório que possui permeabilidade de 3000 mD (A-E15D100Q20) apresentou um desempenho melhor no N_{pliq} do que os outros dois de permeabilidade 1000 mD (B-E15D100Q20 e C-E15D100Q20).

Capítulo VI

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

O capítulo atual trata das conclusões obtidas para todos os casos analisados e das recomendações para trabalhos futuros na área a que o trabalho se refere.

Durante a etapa de análise dos parâmetros do reservatório, aqueles que mais influenciaram foram a permeabilidade horizontal, espessura da zona de óleo, razão entre a zona de água e de óleo e condutividade térmica.

Ao final de dez anos de produção, menores valores da razão entre a zona de água e de proporcionou melhorias no fator de recuperação de óleo.

A permeabilidade horizontal continuou desempenhando grande importância na recuperação de óleo. Maiores valores da permeabilidade horizontal resultaram em melhores fatores de recuperação. Enquanto que a razão entre a permeabilidade vertical e horizontal resultou em uma discreta influência na antecipação da produção

O aumento da condutividade térmica melhorou o Fator de Recuperação de óleo ao final de 10 anos de produção.

Quanto maior a presença de zonas de água, maior foi a antecipação da produção de óleo. Por outro lado, maiores valores de espessura de zona produtora proporcionaram maiores Fatores de Recuperação finais de óleo ao final de 10 anos.

Para a etapa de mudança nos parâmetros operacionais, o cenário C-E5D140Q25 que antes apresentava um FR de 41,6% obteve um incremento na produção da ordem de 26 pontos percentuais, além de uma antecipação média de 4 anos na produção. O cenário C-E10D140Q25 também teve sua produção antecipada, mas desta vez o ganho foi bem inferior, cerca de 3 pontos percentuais quando comparado ao modelo original. Já a configuração C-E15D140Q25 obteve uma melhoria de 9 pontos percentuais na recuperação final além de uma antecipação na produção de 4 anos.

Para todos os casos, de uma maneira geral, na etapa de análise dos parâmetros operacionais, observou-se uma diminuição da quantidade de vapor injetado em virtude da diminuição do espaçamento entre os poços.

Alguns resultados mostraram a não melhoria no Fator de Recuperação de alguns reservatórios que antes apresentaram valores elevados dessa variável. Em alguns casos houve diminuição no Fator de Recuperação depois da mudança das variáveis operacionais, indicando, portanto que esta mudança não foi positiva para o melhor desempenho de injeção de vapor.

Ao se analisar o Npliq observou-se a possibilidade de se explorar reservatórios delgados com faixa de espessura variando entre 5 e 15m com tempos de produção relativamente curtos. A partir dos resultados obtidos não é possível dizer com precisão se um determinado reservatório com espessura delgada pode ser viável economicamente, contudo determinadas condições de reservatórios, bem como mudanças feitas nos parâmetros operacionais podem potencializar um reservatório delgado a ser explorado comercialmente. Este trabalho demonstrou isso através de uma análise dos parâmetros de reservatório e operacionais. No entanto, é necessária uma análise de mercado bastante criteriosa para justificar a adoção de critérios técnico-operacionais de modo a explorar este tipo de jazida petrolífera.

Recomenda-se um estudo de injeção cíclica de vapor para se estudar possíveis melhorias no fator final de recuperação de óleo

Recomenda-se o estudo de reservatórios com porosidades maiores do que 24%, principalmente em reservatórios delgados para que se possa avaliar o ganho no fator de recuperação final, bem como de espessuras maiores.

Recomenda-se um estudo econômico dos reservatórios analisados para justificar a implementação de um projeto futuro de recuperação, sobretudo dos reservatórios mais delgados.

7 Referências Bibliográficas

- ALAJMI, F. A. et al. *Heavy Oil Displacement by Thermal Recovery Using Different Horizontal/Vertical Wells Configurations* – SPE 106347, 2006.
- ANAND, J. et al. *Predicting Thermal Conductivities of Formations from Other Known Properties* – SPE 4171, 1973.
- BARILLAS, J. L. M. *Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 165 p., Natal, 2008.
- BARILLAS, J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 163 p., Natal, 2005.
- CLAUSER, C and HUENGS, E. *Thermal Conductivity of Rocks and Minerals* –American Geophysical Union, 1995.
- DONG, M. et al. *Methane pressure-cycling process with horizontal wells for thin heavy - oil reservoirs* SPE 88500, 2006.
- DOSCHER, T.M. and EL-ARABI, M.A. *Steamflooding Strategy for Thin Sands* - SPE 11679, 1983.
- FERNANDEZ, B. et al. *Multilevel Injector/Producer Wells in Thick Heavy Crude Reservoirs* – SPE 53950, 1999.
- KABIR, C. S. et al. *Production Strategy for Thin-Oil Columns in Saturated Reservoirs* – SPE 89755, 2008.
- LYONS, C. W. *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, 1049 p., Volume 2, 1996.
- NETO, B. B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. *Como Fazer Experimentos – Pesquisa e Desenvolvimento na Ciência e na Indústria*. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2001. v. 2. 401 p.
- POWERS, M. L.; DODSON, C. J.; GHASSEMI, F.; MOORE, J. S. *Commercial Application of Steamflooding in an Oilfield Comprising Multiple Thin Sand Reservoirs* – SPE 13035, 1985.
- PRATS, M., *Thermal Recovery*, SPE, Vol. 7, 1982.
- PROCTOR, M.L.; GEORGE A, E.; FAROUQ, S. M. A. *Steam Injection Strategies for Thin, Bottomwater Reservoirs*, SPE 16338, 1987.

- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro. Ed. Interciência, 2006.
- SARKAR, A.K., SARATHI, P.S., and STRYCKER, A.R. *Use of Horizontal Wells for Improving Steamflood Performance of Thin, Low – Permeability Heavy – Oil Reservoir - SPE/DOE 27806*, 1994.
- SATIZ, C. et al. *Important Modeling Parameters for Predicting Steamflood Performance — SPE 90713*, 2004.
- STARS *User's Guide, Advanced process and thermal reservoir simulator*, Computer Modelling Group Ltd, 2007.
- SOMERTON, W. H., KEES E, J. A., CHU, S. L. *Thermal Behavior of Unconsolidated Oil Sands – SPE 4506*, 1974.
- THOMAS, J. E et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- YITANG, Z. et al. *Study on Developing Low Permeability Reservoir With Waxy Oil By Cyclic Steam Stimulation – SPE/PS – CIM/CHOA 97797*, 2005.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)